

UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID

FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS



TESIS DOCTORAL

Contribución a la mejora de la integración de la energía solar fotovoltaica en edificios

MEMORIA PARA OPTAR AL GRADO DE DOCTOR

PRESENTADA POR

Francisco José Moralejo Vázquez

DIRECTORA

Nuria Martín Chivelet

Madrid, 2018

UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID

FACULTAD DE CIÉNCIAS FÍSICAS



**Contribución a la mejora de la integración de la
energía solar fotovoltaica en edificios**

TESIS DOCTORAL

(Estudios de doctorado regulados por el R.D. 99/2011)

MEMORIA PARA OPTAR AL GRADO DE DOCTOR

PRESENTADA POR

Francisco José Moralejo Vázquez

Directora

Nuria Martín Chivelet

Madrid, 2016

UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID

FACULTAD DE CIÉNCIAS FÍSICAS



**Contribución a la mejora de la integración de la
energía solar fotovoltaica en edificios**

TESIS DOCTORAL

(Estudios de doctorado regulados por el R.D. 99/2011)

MEMORIA PARA OPTAR AL GRADO DE DOCTOR

PRESENTADA POR

Francisco José Moralejo Vázquez

Directora

Nuria Martín Chivelet

Madrid, 2016

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar quiero agradecer toda la ayuda y apoyo que he recibido de todos mis compañeros de la Unidad de Energía Solar Fotovoltaica del CIEMAT, pero no sólo por estos motivos, sino también por la calidad humana de ellos. A todos, muchas gracias por todo. Por supuesto, también al centro por la oportunidad brindada.

Particularizaré este agradecimiento, por supuesto, en primer lugar a mi directora, la Dra. D^a Nuria Martín Chivelet, quien con gran paciencia ha guiado esta tesis, muchas gracias por todo. También a mi tutora en la Universidad Complutense de Madrid, la Dra. D^a María Cruz de Andrés García, por su constante atención para conmigo, sus correcciones y asesoría. En siguiente lugar, he de agradecer a la responsable de la Unidad, Dra. D^a Nieves Vela, por abrirme sus puertas y encargarse de que mi formación y contribución a la fotovoltaica fuera más allá de ellas. Por otro lado, a mis compañeros de laboratorio, José Lorenzo y José Pedro, porque siempre han sabido sacarme de los atolladeros con ideas, ayuda con las medidas y ánimos, muchos ánimos. A Faustino por su ayuda con el calorímetro y mucho más. Quiero también dar las gracias muy en especial a Juanjo, quien recién llegado a la Unidad, y durante este último tiempo, ha sido un gran colaborador y se ha esforzado en ayudarme para que la última parte de esta tesis llegase a buen término. También por sus constantes ánimos. Y, en general, a todos y cada uno de los miembros de la Unidad. Creo que todos habéis aportado algunos granitos de arena a este trabajo. Y no me olvido, gracias a todo el grupo de ‘ciematitos’ (o ‘ciemáticos’). A mis compañeros de despacho Carlos, Sofía, Jose, Víctor,..., por su gran acogida y apoyo en momentos difíciles que siempre aparecen, y también los buenos, que son la mayoría, creo yo.

También agradezco a los profesores y miembros del Instituto de Energía Solar de la UPM que, opino, han sabido enseñarme muchas cosas sobre fotovoltaica, en especial, quiero lanzar un recuerdo a Estefanía Caamaño y Lorenzo Olivieri. *Prego mio amico*. Al final pude con ello y el EnergyPlus funcionó.

Por supuesto, he de tener también un agradecimiento dedicado a mis compañeros y responsables en mi estancia en el Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE). En particular, quiero agradecer especialmente a Bruno Bueno su ayuda para solventar algunas dudas en el uso de EnergyPlus, y a Giuliana Leone, fiel compañera de estancia. *Grazie mille!*

Y, finalmente, pero aquí quiero resaltar que los últimos serán los primeros SIEMPRE, quede dicho muy claro y en grande, un último agradecimiento es para toda mi familia y mi pareja que siempre han estado, están y estarán a mi lado para todo. Espero en breve poder resarcir con creces mis grandes deudas de ausencias, sin sabores y ratos difíciles que hemos pasado. Espero que esta tesis también sirva de algo.

De todo corazón, mis más sinceras gracias.

ÍNDICE

Resumen	11
Abstract.....	13
Lista de símbolos	17
Lista de figuras	23
Lista de tablas	29
1. Introducción	33
2. Situación actual de la caracterización de módulos fotovoltaicos y de su integración en edificios	37
2.1 Introducción.....	37
2.2 Situación actual de la integración de energía fotovoltaica en edificios.....	38
2.3 Situación actual de la caracterización de módulos fotovoltaicos para integración en edificios.....	47
2.4 Conclusiones del capítulo y objetivos de la tesis	55
2.5 Referencias del capítulo 2	56
3. Fundamentos físicos de la caracterización de los módulos fotovoltaicos.....	63
3.1 Introducción.....	63
3.2 Caracterización eléctrica de módulos fotovoltaicos	64
3.3 Caracterización óptica de módulos fotovoltaicos.....	68
3.4 Caracterización térmica de módulos fotovoltaicos.....	71
3.5 Referencias del capítulo 3	74
4. Caracterización óptica y eléctrica de los módulos fotovoltaicos para integración en edificios	77
4.1 Introducción.....	77
4.2 Descripción de las muestras	82
4.3 Metodología y montaje experimental para la caracterización óptica	82
4.4 Metodología y montaje experimental para la caracterización eléctrica	84
4.5 Resultados de caracterización óptica.....	86
4.6 Resultados de caracterización eléctrica	104
4.7 Conclusiones.....	108
4.8 Referencias del capítulo 4	109
5. Simulación energética de edificios con módulos fotovoltaicos integrados.....	113

5.1	Introducción	113
5.2	Simulación del comportamiento energético del edificio. Programas y parametrizaciones.....	118
5.3	Los parámetros característicos de los módulos FV para la simulación energética del edificio	123
5.4	Metodología de cálculo del comportamiento térmico de los módulos FV integrados arquitectónicamente. Determinación del coeficiente de transferencia de calor global, U 124	
5.5	Validación del modelo	130
5.6	Coeficiente U de un vidrio laminado convencional	131
5.7	Resultados obtenidos para módulos FV integrados arquitectónicamente	132
5.8	Ejemplo de simulación del comportamiento energético del edificio a partir de los coeficientes diarios medios.....	138
5.9	Ejemplo de simulación del comportamiento energético de un edificio a partir de las curvas espectrales.....	142
5.10	Simulación de la generación fotovoltaica de los módulos FV integrados	145
5.11	Conclusiones	150
5.12	Referencias del capítulo 5	151
6.	Conclusiones.....	157
6.1	Futuras líneas de investigación	159
7.	Listado de publicaciones generadas en el marco de esta tesis	161
1.	Anexo I: Descripción de las muestras.....	165
2.	Anexo II: Revisión de los sistemas calorimétricos para la caracterización térmica de componentes constructivos.	167
2.1	Sistemas calorimétricos para la medida del factor solar.	167
2.2	Sistemas calorimétricos para la medida del factor solar.	170
2.3	Referencias del Anexo II.....	173
3.	Anexo III: Descripción del calorímetro calibrado y el calorímetro adiabático desarrollados en esta tesis. Validación de su funcionamiento	177
3.1	Descripción del calorímetro calibrado	177
3.2	Validación del funcionamiento del calorímetro calibrado	180
3.3	Evolución del calorímetro calibrado	192
3.4	Descripción del calorímetro adiabático.....	207
3.5	Referencias del Anexo III	210

RESUMEN

La aplicación de los sistemas fotovoltaicos a la edificación como sistemas constructivos multifuncionales es una de las formas de aprovechamiento de la energía solar más óptima desde el punto de vista arquitectónico y urbanístico. Los módulos fotovoltaicos específicos para integración arquitectónica en la envolvente edificatoria deben responder a todas las demandas funcionales requeridas y, por tanto, deben cumplir con las especificaciones exigidas por la normativa técnica y legal. Esta información técnica tiene una doble finalidad. Por un lado, permite comparar las cualidades de los diferentes productos y verificar su idoneidad. Por otro lado, cada día se demanda una información técnica más detallada y realista con objeto de ensayar *a priori*, mediante simulación informática, distintas soluciones constructivas y evaluar sus rendimientos, permitiendo así, la selección de la más óptima desde el punto de vista de la eficiencia energética, por ejemplo. Sin embargo, esta información detallada y realista que se da teniendo en cuenta las particulares condiciones de operación es escasa a día de hoy, así como los medios específicos para obtenerla y las herramientas para utilizarla de forma conjunta y unificada. En esta tesis se analizan estos productos y las técnicas de caracterización habituales en los ámbitos de la energía solar fotovoltaica y de la edificación, y se lleva a cabo la caracterización de un conjunto representativo de muestras con diferentes tecnologías de célula fotovoltaica. Finalmente, se utilizan los resultados de esta caracterización en un programa de simulación energética de edificios para comprobar su utilidad y aplicabilidad.

Las técnicas de caracterización utilizadas se basan en la normativa técnica vigente y en los trabajos que, sobre los distintos aspectos y factores, se han realizado más allá de esta hasta el momento. La caracterización se ha realizado en tres aspectos separados, pero que están relacionados: El comportamiento eléctrico de los módulos, su comportamiento óptico y su comportamiento térmico. Los tres tienen incidencia sobre el balance energético global del edificio donde se integren y viceversa. Los agentes externos y el recurso solar disponible son los que dictan, en mayor medida, dichos comportamientos. La simulación energética del edificio elegido se desarrolló con los programas *EnergyPlus* y *System Advisor Monitor* (SAM) del Laboratorio Nacional de Energías Renovables de los EE.UU. (NREL-DOE).

Los métodos de caracterización eléctrica no están, actualmente, adaptados a las peculiaridades de la integración de éstos en los edificios (entorno urbano, orientación, ambiente que afecta a la parte trasera relacionado con el sistema de integración, etc.). No obstante, estos métodos permiten un conocimiento no desdeñable del comportamiento eléctrico de dichos módulos en sus distintas condiciones de trabajo. Las mayores diferencias se dan en el rendimiento eléctrico y en la temperatura de operación que alcanzan en estas condiciones, la cual afecta a su comportamiento general. Así, los módulos de silicio cristalino se muestran más eficientes, mientras que los de silicio amorfo son menos sensibles a la temperatura. El resto de tecnologías de lámina delgada consideradas reúnen las ventajas del silicio cristalino con la flexibilidad constructiva del silicio amorfo.

La caracterización óptica de un módulo fotovoltaico apto para integración arquitectónica es equivalente a la de un vidrio laminado convencional, con la salvedad de la presencia del patrón de células solares fotovoltaicas en su interior y, en consecuencia, de elementos absorbentes de energía solar. Se ha podido corroborar que la normativa vigente

para los vidrios destinados a la edificación es adecuada, si bien se muestra insuficiente en algunos factores que afectan a los parámetros ópticos de forma significativa, como puede ser el ángulo de incidencia de la radiación solar. Tampoco quedan completamente caracterizados aspectos energéticos, plasmados en el factor solar, al no tener en cuenta el hecho de ser un acristalamiento activo que transforma la energía solar en energía eléctrica o las condiciones reales de transferencia de calor y temperatura en el módulo, las cuales difieren de las condiciones nominales que considera la norma.

Desde el punto de vista térmico, esta caracterización se inició desde una aproximación experimental, desarrollando un calorímetro que permitiera las medidas necesarias para la obtención del coeficiente de transferencia de calor global. Posteriormente se ha completado, por un lado, obteniendo el coeficiente de transferencia de calor global y, por otro, tratando de corregir las carencias que presentaba el factor solar. Para ello, se ha desarrollado un modelo de cálculo para los coeficientes de transferencia de calor superficiales de los vidrios laminados fotovoltaicos operando en fachadas de edificios, basado en el balance de los flujos de calor en régimen estacionario presentes, y su resolución mediante un procedimiento de cálculo iterativo. El modelo se ha validado con vidrios laminados de propiedades conocidas, pero de características similares a los laminados fotovoltaicos disponibles. Posteriormente, se ha aplicado a un módulo fotovoltaico basado en tecnología de célula de silicio amorfo, con un grado de transparencia del 20 %. Para éste, se han obtenido valores de los coeficientes tanto en condiciones estándar, como valores promedio diarios en un día de invierno y otro de verano, para su posterior aplicación en simulación.

Con todo el conjunto de parámetros anterior, se ha llevado a cabo una simulación energética del comportamiento de una sección de oficinas del edificio tipo del Programa *Solar Heating and Cooling* de la Agencia Internacional de la Energía (SHC-IEA), que incorpora este tipo de vidrios laminados en sus huecos de ventana, así como de la previsión de generación de electricidad en dicha situación. Se han tomado en cuenta, como ya se ha mencionado, un día de invierno y otro de verano. Se ha observado que una simulación más precisa de este tipo de sistemas requiere de la disponibilidad de una parametrización horaria de las características térmica, dada la sensibilidad a las condiciones de irradiancia y viento. Por su parte, la simulación eléctrica ha permitido estimar la producción anual del sistema.

ABSTRACT

The application of photovoltaic systems to the building projects as a multifunctional building systems, is one of the most optimal ways of solar energy usage, from the architectural and urbanistic point of view. The specific photovoltaic modules for integration into the building envelope must comply with all the functional demands required and, therefore, with the specifications required by the technical and legal regulations. This technical information has a dual purpose. First of all, it allows comparing the qualities of the different products and verifying its suitability. On the other hand, every day more detailed and realistic technical information is demanded in order to test in advance, by means of computer simulation, different constructive solutions and assess their yields. This approach allows the selection of the most optimal between them, from the point of view of energy efficiency for example. Nevertheless, detailed and realistic information, given taking into account the particular conditions of operation, is scarce today, as well as the specific methodologies to obtain it and the tools to be used jointly and unified. This thesis analyzes these products and the usual characterization techniques in the fields of solar photovoltaics and construction, and a study of a representative set of samples with different photovoltaic cell technologies is conducted. Finally, the experimental results are used as input in a building energy simulation software in order to check their usefulness and applicability.

Characterization techniques considered are based on the technical regulations in force and in existing studies beyond these on the various aspects and factors. The characterization has been made in three separate, but related, aspects: the electric operation of the modules, their optical behavior and the heat transfer processes across them. All three performances have impact on the global energy balance of the building which integrates and vice versa. External agents and the available solar resource are those which define such behaviors to a greater extent. The energy simulation of the selected building was carried out using *EnergyPlus* and *System Advisor Monitor* (SAM) software of the National Laboratory of Renewable Energy of the US. (NREL-DOE).

Electrical characterization methods are not, currently, adapted to the peculiarities of the building integrated photovoltaics (urban environment, orientation, indoor environment that affects the module backside performance and is related to system integration, etc.). However, these methods allow a considerable knowledge of the electrical operation of these modules in their different working conditions. The greatest differences occur in the electrical efficiency and the solar cell operation temperature reached in these conditions, which affect their general yield. Thus, crystalline silicon modules are more efficient, while those based on amorphous silicon are less sensitive to temperature. The other considered thin-film technologies combine both advantages, crystalline silicon efficiency and amorphous silicon constructive flexibility.

Optical characterization of a photovoltaic module suitable for architectural integration is equivalent to that for a conventional laminate glass, with the exception of the presence of the photovoltaic solar cells pattern inside and, consequently, the presence of solar energy absorbing elements. Regulations on glass in building adequacy has been corroborated, although they are insufficient in some factors that significantly affect to the optical parameters, such as the solar radiation angle of incidence. Energy related parameters are not completely characterized, embodied in the factor solar, because they do not take into

account neither the fact of to be an active glazing system which transforms a fraction of the solar energy solar into electricity nor the real conditions of heat transfer and module temperature, which differ from the nominal conditions considered by the standards.

From the heat transfer point of view, this characterization has been initiated from an experimental approach, developing a new calorimeter in order to measure the necessary properties for evaluate the global heat transfer coefficient. Subsequently it has been completed, first of all, obtaining the global heat transfer coefficient and, on the other hand, trying to correct the deficiencies in the solar factor evaluation. For it, it has been developed a theoretical model to calculate the surface heat transfer coefficients of photovoltaic laminate glass integrated in a building façade. This model is based on the stationary energy balance of all flows present, and the resolution by means of an iterative procedure. The model was validated with two samples of conventional laminated glass with properties well known, and similar constructive characteristics with the available photovoltaic laminate glass. Subsequently, it was also applied to a 20 % nominal transparency photovoltaic module, based on amorphous silicon solar cell technology. For all of them, values of the coefficients were obtained both under standard conditions, and as daily average values on a winter day and another in summer, and they was used in the building simulation.

A series of energy simulations of the building performance has been conduct, with this complete set of parameters. A section of offices in the standard building defined in the *Solar Heating and Cooling* program of the International Energy Agency (IEA-SHC) was considered, which incorporates this type of laminated glass in its glazing systems, as well as the forecast of generation of electricity in this situation. a day of winter and another of summer was taken into account, as it has already mentioned,. It was noted that a more accurate simulation, for this type of systems, requires the availability of an hourly time parameterization of thermal features, due to their sensitivity to the solar irradiance and wind conditions. Moreover, electric simulation allowed to estimate the annual production of the system.

LISTA DE SÍMBOLOS

Constantes físicas

K_B	Constante de Boltzmann ($1.38 \cdot 10^{-23} \text{ J} \cdot \text{K}^{-1}$)
ε_0	Constante dieléctrica del vacío ($8,8542 \cdot 10^{-12} \text{ C}^2 \cdot \text{N}^{-1} \cdot \text{m}^{-2}$)
μ_0	Permeabilidad magnética del vacío ($4\pi \cdot 10^{-7} \text{ N} \cdot \text{A}^{-2}$)
σ	Constante de Stefan-Boltzmann ($5.67 \cdot 10^{-8} \text{ W} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{K}^{-4}$)

Magnitudes físicas. Simbología griega

α (C.2) (C.4)	Ángulo de incidencia ($^\circ$)
$\tilde{\alpha}$ (C.5)	Absortancia (Adim.)
α_e (C.4)	Absortancia solar (Adim.)
α (C.2) (C.3)	Coefficiente de temperatura para la corriente de cortocircuito ($\text{A} \cdot \text{K}^{-1} / \text{A} \cdot ^\circ\text{C}^{-1} / ^\circ\text{C}^{-1}$)
β (C.5)	Coefficiente de expansión térmica (K^{-1})
β (C.2) (C.3)	Coefficiente de temperatura para el voltaje en circuito abierto ($\text{V} \cdot \text{K}^{-1} / \text{V} \cdot ^\circ\text{C}^{-1} / ^\circ\text{C}^{-1}$)
γ (C.2) (C.3)	Coefficiente de temperatura para la potencia máxima ($\text{W} \cdot \text{K}^{-1} / \text{W} \cdot ^\circ\text{C}^{-1} / \text{K}^{-1}$)
δ (C.2)	Desfase (rad)
ε (C.4)	Emisividad (Adim.)
η (C.2) (C.5)	Eficiencia del módulo (Adim.)
η^* (C.2) (C.5)	Eficiencia del módulo (Adim.)
$\eta^{C.A.}$ (C.5)	Eficiencia de salida (C.A.) (Adim.)
ϑ_i (C.2)	Ángulo de incidencia (rad)
ϑ_r (C.2)	Ángulo de reflexión (rad)
ϑ_t (C.2)	Ángulo de refracción (rad)
λ (C.2)	Longitud de onda (nm)
μ (C.5)	Viscosidad dinámica ($\text{kg} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{s}^{-1}$)
ν (C.5)	Viscosidad cinemática ($\text{m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$)
ρ_V (C.4)	Reflectancia luminosa (Adim.)

ρ (C.5)	Densidad ($\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$)
$\rho(\lambda)$ (C.4)	Reflectancia óptica espectral (Adim.)
τ_e (C.4) (C.5)	Transmitancia solar directa (Adim.)
τ_n (C.2)	Tiempo de vida media de los portadores minoritarios tipo hueco (s)
τ_p (C.2)	Tiempo de vida media de los portadores minoritarios tipo electrón (s)
τ_v (C.4)	Transmitancia luminosa (Adim.)
τ_{IR} (C.5)	Transmitancia en el rango infrarrojo (Adim.)
τ_{UV} (C.4)	Transmitancia en el rango ultravioleta (Adim.)
$\tau(\lambda)$ (C.4)	Transmitancia óptica espectral (Adim.)
Φ (C.5)	Ángulo de incidencia (rad)

Magnitudes físicas. Simbología latina

A (C.5)	Absortancia (Adim.)
A_S (C.3) (C.5)	Área de la superficie (m^2)
$A_{\text{módulo}}$ (C.3)	Área del módulo (m^2)
a, b (C.5)	Coefficientes de temperatura para la eficiencia del módulo fotovoltaico (Adim., K^{-1})
a_r (C.2)	Coefficiente de Martín&Ruiz (Adim.)
c_P (C.5)	Calor específico ($\text{J}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$)
D_{λ}^{D65} (C.4)	Distribución espectral relativa del iluminante D65 (Adim.)
D_{λ}^{F2} (C.4)	Distribución espectral relativa del iluminante artificial F2 (Adim.)
D_p (C.2)	Difusividad de portadores minoritarios tipo electrón ($\text{m}^2\cdot\text{s}^{-1}$)
D_n (C.2)	Difusividad de portadores minoritarios tipo hueco ($\text{m}^2\cdot\text{s}^{-1}$)
e (C.2) (C.3)	Carga del electrón (C)
e (C.2)	Espesor del acristalamiento (m)
e_i (C.5)	Espesor del paño de vidrio (m)
E (C.5)	Poder emisivo de una superficie ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$)
E (C.5)	Módulo de Young (Pa)
E_i (C.2)	Campo eléctrico incidente ($\text{V}\cdot\text{m}^{-1}$)

E_r (C.2)	Campo eléctrico reflejado ($V \cdot m^{-1}$)
E_t (C.2)	Campo eléctrico transmitido ($V \cdot m^{-1}$)
Δ_i (C.4)	Distorsión total de cada color de referencia ($i = 1, \dots, 8$) (Adim.)
F_{1-2} (C.2)	Factor de visión de la superficie 1 respecto de la superficie 2 (Adim.)
FF (C.3)	Factor de forma o relación entre la máxima densidad de potencia de la célula y un máximo ideal dado por $V_{OC} \times I_{SC}$ (Adim.)
g (C.4) (C.5)	Transmitancia solar, factor solar o coeficiente de ganancia de calor solar
G (C.2) (C.3) (C.5)	Irradiancia solar ($W \cdot m^{-2}$)
$G(x)$ (C.2)	Termino de generación de portadores (m^{-3})
G_D (C.5)	Irradiancia solar directa ($W \cdot m^{-2}$)
G_{Df} (C.5)	Irradiancia solar difusa ($W \cdot m^{-2}$)
Gr_L (C.5)	Número adimensional de Grashof promedio en la longitud característica L (Adim.)
h (C.4) (C.5)	Coeficiente de transferencia de calor ($W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$)
H (C.2)	Campo magnético (T)
h_{cond} (C.2) (C.5)	Coeficiente de transferencia de calor por conducción ($W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$)
h_{conv} (C.2) (C.5)	Coeficiente de transferencia de calor por convección ($W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$)
h_{rad} (C.2) (C.5)	Coeficiente de transferencia de calor por radiación ($W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$)
I_{lc} (C.5)	Radiación de longitud de onda corta ($W \cdot m^{-2}$)
I_{ll} (C.5)	Radiación de longitud de onda larga ($W \cdot m^{-2}$)
I_L (C.3)	Corriente de iluminación (A)
I_D (C.3)	Corriente de diodo (A)
I_o (C.3)	Corriente de saturación en oscuridad (A)
I_c (C.3)	Corriente de célula (A)
I_{o1}, I_{o2} (C.2)	Corrientes de saturación en oscuridad de las zonas de cuasi-neutralidad y de carga espacial (A)
I'_{sc} (C.2) (C.3)	Corriente de cortocircuito ideal (A)
I_{sc} (C.2) (C.3)	Corriente de cortocircuito (A)
$I_{mp,CEM}$ (C.3)	Corriente en el punto de máxima potencia, Condiciones Estándar de Medida (A)

$I_{m\acute{a}x}^{C.C.}$ (C.5)	Corriente máxima de entrada (C.C.) (A)
k (C.2) (C.5)	Conductividad térmica ($\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$)
$k_{efectiva}$ (C.5)	Conductividad térmica efectiva de un sistema de materiales ($\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$)
L (C.5)	Longitud característica de convección (m)
m (C.2) (C.3)	Factor de idealidad del diodo (Adim.)
\mathbf{M}_1 (C.2)	Matriz característica de la lámina delgada (Adim.)
n (C.2)	Índice de refracción (Adim.)
Nu_L (C.5)	Número adimensional de Nusselt promedio en la longitud característica L (Adim.)
N (C.5)	Número de iteraciones
N (C.5)	Número de paños de vidrio (Adim.)
N_D (C.2)	Densidad de impurezas donadoras (m^{-3})
N_A (C.2)	Densidad de impurezas aceptoras (m^{-3})
N_s (C.3)	Número de células en serie del módulo (Adim.)
n_p (C.2)	Concentración de portadores minoritarios tipo hueco (m^{-3})
n_i (C.2)	Concentración intrínseca de portadores (m^{-3})
N_p (C.3)	Número de células en paralelo del módulo (Adim.)
p, s (C.2)	Polarizaciones de la luz, paralela y perpendicular (Adim.)
p_N (C.2)	Concentración de portadores minoritarios tipo electrón (m^{-3})
Pr_L (C.5)	Número adimensional de Prandtl promedio en la longitud característica L (Adim.)
P_{mpp} (C.2) (C.3)	Potencia máxima que genera la célula solar fotovoltaica en unas determinadas condiciones de operación (W)
$P_p^{C.A.}$ (C.5)	Potencia máxima de salida (C.A.) (W)
q_i (C.4) (C.5)	Factor de transferencia de calor secundaria hacia el interior (Adim.)
q'' (C.2) (C.5)	Flujo de calor ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$)
Ra_L (C.5)	Número adimensional de Rayleigh promedio en la longitud característica L (Adim.)
R_a (C.4)	Índice de reproducción de color global ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$)

Re_L (C.5)	Número adimensional de Reynolds promedio en la longitud característica L (Adim.)
R_S (C.2) (C.3)	Resistencia en serie de la célula solar fotovoltaica (Ω)
R_P (C.2) (C.3)	Resistencia en paralelo de la célula solar fotovoltaica (Ω)
S (C.5)	Radiación absorbida ($W \cdot m^{-2}$)
SC (C.4)	Coeficiente de sombra (Adim.)
S (C.4)	Selectividad (Adim.)
S_λ (C.4)	Distribución espectral relativa de la irradiancia solar para una masa de aire de 1.0, AM1.0G (Adim.)
T_c (C.2) (C.3)	Temperatura de la célula solar fotovoltaica (K)
T_S (C.5)	Temperatura de superficie (K)
T_{cielo} (C.5)	Temperatura equivalente de cielo (K)
T_{suelo} (C.5)	Temperatura equivalente de suelo (K)
T_a (C.2) (C.3)	Temperatura del ambiente (K)
T_c^*	Temperatura de la célula solar fotovoltaica, Condiciones Estándar de Medida (K)
$TONC$ (C.2) (C.3) (C.5)	Temperatura de operación nominal de la célula (K)
$(U_{t,i}^*, V_{t,i}^*, W_{t,i}^*);$ $(U_{r,i}^*, V_{r,i}^*, W_{r,i}^*)$ (C.4)	Coordenadas cromáticas del espacio de color CIE 1964, para la reflexión generada por cada uno de los colores de referencia ($i = 1, \dots, 8$) en transmisión y en reflexión, respectivamente (Adim.)
U_λ (C.4)	Distribución espectral relativa del ultravioleta (Adim.)
U (C.5)	Coeficiente de transferencia de calor global ($W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$)
$V_{m\acute{a}x}$ (C.2)	Velocidad máxima del fluido ($m \cdot s^{-1}$)
$v(\lambda)$ (C.4)	Eficiencia espectral luminosa de un observador estándar fotópico (Adim.)
V_c (C.3)	Voltaje de célula (V)
v_{viento} (C.5)	Velocidad del viento ($m \cdot s^{-1}$)
V_{oc} (C.2)	Voltaje en circuito abierto (V)
$V_{mp,CEM}$ (C.3)	Voltaje en el punto de máxima potencia, Condiciones Estándar de Medida (V)
$V_{mp,CEM}$ (C.5)	Voltaje en el punto de máxima potencia, Condiciones Estándar de Medida (V)

$V_p^{C.C.}$ (C.5)	Voltaje nominal de entrada (C.C.) (V)
$V_{m\acute{a}x}^{C.C.}$ (C.5)	Voltaje máximo de entrada (C.C.) (V)
$V_{pm;m\acute{i}n}^{C.C.}$ (C.5)	Voltaje mínimo de entrada en el punto de potencia máxima (C.C.) (V)
$V_{pm;m\acute{a}x}^{C.C.}$ (C.5)	Voltaje máximo de entrada en el punto de potencia máxima (C.C.) (V)
$V_p^{C.A.}$ (C.5)	Voltaje nominal de salida (C.A.) (V)
V_{th} (C.3)	Voltaje térmico de diodo de la unión (V)

LISTA DE FIGURAS

Figura 2-1: Ejemplos de: a) y b) sistemas fotovoltaicos BAPV, y c) y d) sistemas fotovoltaicos BIPV, ambos en cubierta inclinada o plana [Fuente: Google Imágenes].	39
Figura 2-2: Posibilidades de diseño de los módulos fotovoltaicos para edificación BIPV [Fuente: Google Imágenes].	41
Figura 2-3: Sistemas constructivos de la envolvente del edificio [31].	42
Figura 2-4: a) Fachada ventilada fotovoltaica con vidrios blancos serigrafiados y vidrio fotovoltaico (550 m ²). Proyecto GENyO en Granada. Arq.: E. Vallecillos y E. Rodríguez. Potencia pico 19.300 W. b) Fachada ventilada fotovoltaica con vidrio fotovoltaico de silicio amorfo (245 m ²). The Black Box – Sede de ONYX Solar en Ávila. Arq.: A. Gallego. Potencia pico 4300 W.	43
Figura 2-5: a) Muro cortina fotovoltaico (225 m ²). Proyecto Biblioteca PompeuFabra en Mataró (Barcelona). Arq.: M. Brullet. Potencia pico 22.680 W. b) Muro cortina fotovoltaico (270 m ²). Proyecto Bodegas Iturralde en Larrabetzu (Vizcaya). Arq.: N. Eguino. Potencia pico 21.000 W.	44
Figura 2-6: a) y b) Ejemplos de sistemas de ventana fotovoltaicos [Fuente: Google Imágenes].	44
Figura 2-7: a) Teja fotovoltaica FangXingDuer™. b) Suelo transitable fotovoltaico antideslizante (Clase 3) de ONYX Solar.	45
Figura 2-8: a) Lucernario con vidrio fotovoltaico (270 m ²). Proyecto Rehabilitación del Mercado de Abastos de Béjar (Salamanca). Potencia pico 6.750 W. b) Lucernario con vidrio fotovoltaico Proyecto Rehabilitación de la Antigua Imprenta Le PetitÉcho de la Mode en Chatelaudren (Francia).	45
Figura 2-9: a) Parasoles fotovoltaicos con módulos de Scheuten Solar (m ²). Proyecto Torre Titania en Madrid, Arq.: P. Muñoz y P. Vilata. Potencia pico 61.000 W. b) Parasoles fotovoltaicos de mc-Si (262 m ²). Proyecto Sede Acciona Solar en Sarriguren (Pamplona). Arq.: M.A. Garaikoetxea y P. Ansa. Potencia pico 27.000 W. c) Marquesina fotovoltaica de pc-Si (m ²). Proyecto del Centro Comercial La Vaguada en Madrid. Arq.: C. Manrique. Potencia pico 5.000 W. d) Aplicación como barandilla fotovoltaica con módulos de Scheuten modelo Optisol®.	46
Figura 2-10: Accesorio para la medida de Reflectancia/Transmitancia direccionales con los espectrofotómetros de Perkin Elmer Lambda 800/900 y 850/950/1050: a) modo transmitancia; b) modo reflectancia. Perkin Elmer 270 mm.integratingsphereaccessory: c) modo transmitancia, d) modo reflectancia	51
Figura 2-11: a) Esfera integradora de 220 mm para espectrofotómetro PE Lambda 900. Esfera integradora de 650 mm para medida de muestras de gran tamaño ópticamente difusivas: b) modo Transmitancia, c) modo Reflectancia	51
Figura 3-1: Esquema de una unión P-N.	64

Figura 3-2: a) Circuito equivalente de una célula solar. b) Curva característica I-V de una unión P-N	65
Figura 3-3: Componentes paralelos a) y ortogonales b) de los campos eléctrico y magnético de las ondas incidente, reflejada y transmitida a través de una discontinuidad de medios, o interfase, con distintos índices de refracción	68
Figura 3-4: Diferentes modos de transferencia de calor: a) conducción, b) convección, c) radiación.....	72
Figura 4-1 : Perkin Elmer® Lambda 900 equipado con la esfera integradora LabSphere® 150 mm, y el accesorio TNO Directional R/T set.....	83
Figura 4-2 : Fotografías del simulador flash del Laboratorio de Energía Solar del CIEMAT. a) Soportes para el módulo en ensayo. b) Detalle de la célula de referencia de tecnología equivalente. c) Sistema de colimación del simulador.	85
Figura 4-3 : Medidas de transmitancia espectral de módulos de silicio monocristalino. Se consideran únicamente los espacios transparentes entre células, puesto que éstas son opacas a todos los efectos.....	87
Figura 4-4 : Medidas de transmitancia espectral de módulos de silicio multicristalino, multi-Si. Se consideran únicamente los espacios transparentes entre células, puesto que éstas son opacas a todos los efectos.	88
Figura 4-5 : Medidas de transmitancia espectral de módulos de silicio amorfo, a-Si. El módulo es una trama que mezcla espacios con material activo fotovoltaico y espacios transparentes. Se consideran ambos como un todo y la transmitancia se mide globalmente.	88
Figura 4-6 : Medidas de reflectancia espectral de módulos de silicio monocristalino, m-Si. Se consideran los espacios ocupados por las células (gráficos a) y c)) y los espacios transparentes entre células (gráficos b) y d)). Los gráficos a) y b) son de la cara delantera y los gráficos c) y d) son de la cara trasera.	91
Figura 4-7 : Medidas de reflectancia espectral de módulos de silicio multicristalino, mc-Si. Se consideran los espacios ocupados por las células (gráficos a) y c)) y los espacios transparentes entre células (gráficos b) y d)). Los gráficos a) y b) son de la cara delantera y los gráficos c) y d) son de la cara trasera. Las curvas en color gris están escaladas según el segundo eje de ordenadas situado a la derecha del gráfico.	93
Figura 4-8 : Medidas de reflectancia espectral de módulos de silicio amorfo, a-Si. El gráfico a) es de la cara delantera y el b) de la trasera.....	95
Figura 4-9 : Medidas de reflectancia espectral de módulos de telururo de cadmio, CdS/CdTe. El módulo es opaco. El gráfico a) es de la cara delantera y el b) de la trasera.	96
Figura 4-10 : Medidas de reflectancia espectral de módulos de diseleniuro de cobre-índio, CIS. El módulo es opaco. El gráfico a) es de la cara delantera y el b) de la trasera.	97

Figura 4-11 : a) Transmitancia lumínica, b) factor solar, y c) selectividad en función del ángulo de incidencia de la irradiancia solar para los distintos módulos de silicio amorfo (Soliker). Se incluyen también los resultados obtenidos con un vidrio laminado convencional.....	102
Figura 4-12 : Curvas corriente-tensión experimentales. a) Módulos de silicio monocristalino de Almaden y Yingli. b) Módulos de silicio multicristalino de Atersa. c) Módulos de silicio amorfo de ONYX Solar. d) Módulos de lámina delgada de Soliker (silicio amorfo), First Solar (CdTe) y Würth Solar (CIS)	106
Figura 5-1: Diagrama de flujo del modelo desarrollado para la determinación del coeficiente global de transferencia de calor.	130
Figura 5-2: Para un vidrio laminado FV de 7 mm: a) y b) Coeficientes de transferencia de calor global frente a la temperatura externa para diferentes velocidades de viento a irradiancia constante ($300 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$, $800 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$); c) y d) Coeficientes de transferencia de calor global frente a la temperatura externa para las diferentes irradiancias a velocidad de viento constante ($0 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$, $5 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$).	135
Figura 5-3: Evolución diaria de los promedios horarios de los coeficientes de transferencia de calor global U y factor solar g de ambos laminados (fotovoltaico y convencional) Se han considerado dos días diferentes: a) día de invierno, b) día de verano. En negro se representan los valores del laminado convencional y en rojo los del fotovoltaico.....	137
Figura 5-4: Adaptación del edificio de referencia. Diseño y dimensiones.....	139
Figura 5-5: Temperaturas interior y exterior del edificio, irradiancia, temperatura ambiente y temperatura de la superficie de los laminados (vidrio y fotovoltaico) calculadas para un día de invierno (a) y otro de verano (b). Orientaciones norte (izq.) y sur (dcha.). Datos obtenidos con EnergyPlus y los datos promediados diarios de U y g . En negro se representan los valores del laminado convencional y en rojo los del fotovoltaico.	141
Figura 5-6: Temperaturas interior y exterior del edificio, irradiancia, temperatura ambiente y temperatura de la superficie de los laminados (vidrio y fotovoltaico) calculadas para un día de invierno (a) y otro de verano (b). Orientaciones norte (izq.) y sur (dcha.). Datos obtenidos con EnergyPlus y las curvas espectrales de reflectancia y transmitancia de las muestras. En negro se representan los valores del laminado convencional y en rojo los del fotovoltaico.....	144
Figura 5-7: Distribución y posicionamiento de los módulos FV en fachada sur.	145
Figura 5-8: Curva I-V en condiciones estándar (CEM) de los módulos Soliker SOLGLASS 20%, medida tras la estabilización.	146
Figura 5-9: Curva parcial de carga del inversor Delta Energy <i>SI 165 MV</i>	148
Figura 5-10: Gráfica de producción energética mensual.....	150

ANEXO II

Figura 2-1: Vista general del calorímetro SERIS. Izda.: Fotografía del calorímetro en modo operación. Dcha.: Fotografía del calorímetro abierto con la cámara climática a la derecha y la de medidas a la izquierda. También se aprecian el sistema de sensores y la placa deflectora negra, [83]. 168

Figura 2-2: Diagrama de balance energético en el nuevo diseño de hot box de [18]. 169

Figura 2-3: Esquema del calorímetro adiabático de SERIS. a) Modo de operación para medida del U-value [83]. b) Modo de operación para medida de SHGC [21]. 171

Figura 2-4: Calorímetro del Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems – ISE [24]. . 171

ANEXO III

Figura 3-1: Calorímetro adiabático. Vista frontal de: a) cajón de aluminio; b) y c) aislante de EPS (fondo y laterales) y d) tapa de EPS con ventana donde se situará la muestra..... 178

Figura 3-2: Vista frontal de: a) fondo de la caja de aluminio y b) placa calefactora entre planchas de aluminio. 178

Figura 3-3: a) Termopares tipo T; b) sensores de flujo Hukseflux; c) sensores de flujo Captec dotados de termopar; d) termopar tipo T de los sensores de flujo de Captec; e) termopar para medir la temperatura del aire 179

Figura 3-4: Vista en perspectiva de los instrumentos de medida en el calorímetro, [8]... 179

Figura 3-5: a) Data Logger Agilent 34970A y b) ordenador para el procesado de los datos. 180

Figura 3-6: Evolución temporal de las temperaturas de superficie de la muestra OCM-CM 07..... 185

Figura 3-7: Termografía del lado exterior de la muestra OCM-CM 07..... 185

Figura 3-8: Flujo de calor a través de la muestra OCM-CM 07 captado por los distintos sensores de flujo de calor. 186

Figura 3-9: Evolución temporal de las temperaturas de superficie de la muestra OCM-CM 01..... 187

Figura 3-10: Termografía del lado exterior de la muestra OCM-CM 01..... 187

Figura 3-11: Flujo de calor a través de la muestra OCM-CM 01 captado por los distintos sensores de flujo de calor. 188

Figura 3-12: Flujo de calor a través de las paredes del calorímetro en el experimento de la muestra OCM-CM 07 captado por los distintos sensores de flujo de calor y termopares adheridos a las mismas..... 189

Figura 3-13: Flujo de calor perdido a través de la tapa del calorímetro en el experimento de la muestra OCM-CM 07.....	190
Figura 3-14: Flujo de calor a través de las superficies del elemento calefactor del calorímetro en el experimento de la muestra OCM-CM 07.....	191
Figura 3-15: Modificaciones realizadas en el soporte de las muestras para evitar la presencia de puentes térmicos: a) y b) configuración original, c) modificación en los soportes, d) modificación integral de la tapa.....	193
Figura 3-16: Termografías y perfiles de temperatura asociados resultantes de los experimentos sobre la muestra OCM-CM07: a) y b) Experimento 1, c) y d) Experimento 2, e) y f) Experimento 3.....	194
Figura 3-17: Flujo de calor a través de la muestra OCM-CM 07 captado por los distintos sensores de flujo y zoom del intervalo estacionario considerado: a) y b) Experimento 1, c) y d) Experimento 2, e) y f) Experimento 3.....	196
Figura 3-18: Evolución temporal de las temperaturas de superficie de la muestra OCM-CM 07: a) y b) Temperaturas de superficie y sus diferencias, c) y d) Diferencias de temperatura de los distintos sensores y zoom del intervalo considerado estacionario.....	197
Figura 3-19: Evolución temporal de las temperaturas de superficie de la muestra OCM-CM 07: a) y b) Temperaturas de superficie y sus diferencias, c) y d) Diferencias de temperatura de los distintos sensores y zoom del intervalo considerado estacionario.....	197
Figura 3-20: Evolución temporal de las temperaturas de superficie de la muestra OCM-CM 07: a) y b) Temperaturas de superficie y sus diferencias, c) y d) Diferencias de temperatura de los distintos sensores y zoom del intervalo considerado estacionario.....	198
Figura 3-21. Distribución de los sensores sobre la muestra OCM-OS3 a) cara externa y b) cara interna.	200
Figura 3-22 : Termografía a), y perfil de temperaturas b) de la muestra OCM-OS3.....	200
Figura 3-23 : Resultados de la medida del flujo de calor de la muestra OCM-OS1 a) y b), de la muestra OCM-OS3 c) y d), de la muestra OCM-OS5 e) y f)	201
Figura 3-24: Resultados de las medidas de las temperaturas superficiales a) y del gradiente de temperaturas de superficie b) y c) de la muestra OCM-OS3.....	202
Figura 3-25 : Vistas del calorímetro y de la cámara de aislamiento.....	208

LISTA DE TABLAS

Tabla 2-1 : Normas sobre la medida de la transmitancia térmica y métodos calorimétricos utilizados.....	53
Tabla 4-1 : Características luminosas y solares de los módulos fotovoltaicos caracterizados por un grado de transparencia del 0 % (opacos).....	98
Tabla 4-2 : Características luminosas y solares de los módulos fotovoltaicos caracterizados por un grado de transparencia del 10 %.	98
Tabla 4-3 : Características luminosas y solares de los módulos fotovoltaicos caracterizados por un grado de transparencia del 30 %.	99
Tabla 4-4 : Características luminosas y solares de los módulos fotovoltaicos caracterizados por un grado de transparencia del 100 % (transparentes).....	99
Tabla 4-5 : Características luminosas y solares de los módulos fotovoltaicos de silicio amorfo de Soliker y dependencia angular de las mismas.....	100
Tabla 4-6 : Parámetros eléctricos característicos obtenidos de la curva I-V de los módulos y descripción de su configuración y tamaño	107
Tabla 5-1: Parámetros característicos de los módulos fotovoltaicos para los modelos de simulación. El subíndice <i>CEM</i> indica condiciones estándar de medida y <i>TONC</i> se refiere a las condiciones de ensayo que definen la temperatura de operación nominal de la célula.	123
Tabla 5-2 : Condiciones de contorno más comúnmente utilizadas según la normativa técnica consultada, y consideradas en este trabajo.....	125
Tabla 5-3: Características del vidrio monolítico de referencia.	130
Tabla 5-4: Coeficientes de transferencia de calor del vidrio de referencia de 4mm, para las condiciones estándar: coeficiente de transferencia de calor global y factor solar. Los valores se expresan del siguiente modo: referencia/calculado.	131
Tabla 5-5 : Características del vidrio laminado de referencia.....	131
Tabla 5-6 : Coeficientes de transferencia de calor para condiciones estándar: coeficiente de transferencia de calor global y factor solar para el vidrio laminado de referencia considerado. Los valores se expresan del siguiente modo: referencia/calculado.....	132
Tabla 5-7: Características del vidrio laminado fotovoltaico de Soliker SOLGLASS 20 %.	133
Tabla 5-8: Coeficientes de transferencia de calor calculados de un vidrio laminado convencional y del laminado fotovoltaico en las condiciones estándar, coeficiente de transferencia de calor global y factor solar. Se incluye, en primer lugar, el valor para el vidrio, y a continuación, y en negrita para el módulo.	133

Tabla 5-9 : Características térmicas y lumínicas calculadas del vidrio laminado de referencia y del vidrio laminado fotovoltaico Soliker SolGLASS 20 %. Los valores se expresan del siguiente modo: lam. referencia / lam. fotovoltaico.....	136
Tabla 5-10 : Características ópticas y térmicas de ambos laminados (convencional/fotovoltaico) para la simulación con el conjunto de datos de entrada ‘LAYER-BY-LAYER’ basado en información espectral.....	142
Tabla 5-11 : Valores suministrados por EnergyPlus para los parámetros de entrada, a partir de las propiedades espectrales de los vidrios laminados considerados.....	142
Tabla 5-12 : Parámetros de entrada del módulo Soliker SOLGLASS 20%.....	147
Tabla 5-13 : Valores en condiciones CEM para los módulos Soliker SOLGLASS 20% determinados por el programa.....	147
Tabla 5-14 : Parámetros de entrada del inversor <i>Delta Energy SI 165 MV</i>	148
Tabla 5-15 : Valores de la curva parcial de carga del inversor Delta Energy SI 165 MV.	148
Tabla 5-16 : Valores de eficiencia y potencia para el inversor Delta Energy <i>SI 165 MV</i> .	148
Tabla 5-17 : Resumen de pérdidas del sistema consideradas.....	149
Tabla 5-18 : Resumen de resultados obtenidos	150
Tabla 1-1: Notación seguida con las distintas muestras.....	165

ANEXO I

Tabla 1-2: Tabla resumen de las características constructivas de los módulos fotovoltaicos y las muestras de esta investigación.....	165
Tabla 1-3: Parámetros eléctricos declarados por los fabricantes, correspondientes a cada módulo o serie de módulos usados.....	166

ANEXO III

Tabla 3-1: Descripción de la instrumentación del calorímetro.	181
Tabla 3-2 : Descripción de la instrumentación del calorímetro (tarjeta nº 3).	183
Tabla 3-3 : Descripción de las muestras.....	184
Tabla 3-4 : Resultados de la resistencia térmica de la muestra OCM-CM 07 y su valor de fábrica.....	186
Tabla 3-5: Resultados de la resistencia térmica de la muestra OCM-CM 01 y su valor de fábrica.....	188

Tabla 3-6: Resultados de la resistencia térmica de la muestra OCM-CM 07 y sus valores de fábrica y calculado.....	198
Tabla 3-7. Resultados de la resistencia térmica de la muestra OCM-OS1 y su valor de fábrica.....	202
Tabla 3-8. Resultados de la resistencia térmica de la muestra OCM-OS3 y su valor de fábrica.....	202
Tabla 3-9. Resultados de la resistencia térmica de la muestra OCM-OS5 y su valor de fábrica.....	203
Tabla 3-10 : Resultados experimentales de los flujos de calor a través de la resistencia calefactora y las paredes del calorímetro en el experimento con la muestra OCM-OS3..	204
Tabla 3-11. Distribución del flujo de calor sobre las paredes del calorímetro.....	205
Tabla 3-12. Flujos de calor medidos experimentalmente en las diferentes caras del calorímetro.....	206

1. INTRODUCCIÓN

El principal objetivo del trabajo de investigación que se desarrolla en esta tesis es la contribución a la mejor integración arquitectónica de las diferentes tecnologías fotovoltaicas tras la identificación de los problemas y las necesidades técnicas existentes. Se pretende conseguir una descripción más precisa y realista de las condiciones de operación y del comportamiento de los módulos fotovoltaicos integrados en la envolvente de un edificio, tomando para el estudio una muestra de 21 módulos fotovoltaicos, representativa de las tecnologías más habituales. Gran parte del trabajo de esta tesis se asienta en la labor desarrollada de caracterización de estos elementos fotovoltaicos mediante la obtención de medidas experimentales bajo diferentes condiciones.

El trabajo que se presenta en esta memoria de tesis se encaja dentro del Programa de Investigación llamado OMEGA-CM, con referencia OMEGA-CM S2013/MAE-2835, financiado por la Comunidad de Madrid, en el que participa la Unidad de Fotovoltaica del CIEMAT.

Son objetivos específicos de la tesis:

- i. El desarrollo, mejora y combinación de las herramientas y técnicas de caracterización eléctrica, óptica y térmica propias de los módulos fotovoltaicos y los productos de construcción, para su aplicación a los módulos fotovoltaicos para integración en edificios;
- ii. La obtención de los parámetros característicos de los comportamientos eléctrico, lumínico y térmico de los distintos módulos fotovoltaicos para integración en edificios
- iii. La contribución al desarrollo y mejora de las herramientas de predicción del comportamiento energético global del edificio con integración de módulos fotovoltaicos.

Para la consecución de estos objetivos se han seguido los siguientes pasos:

El capítulo 2 revisa la situación actual de la integración de fotovoltaica en edificios a través de los productos existentes, la normativa aplicable de caracterización óptica, eléctrica y térmica, y los programas de simulación energética.

La revisión muestra que existe una gran variedad de productos y aplicaciones arquitectónicas para la integración de fotovoltaica en edificios, y que los módulos en dichas aplicaciones tienen unas condiciones de trabajo diferentes, especialmente en lo que se refiere al posicionamiento y la ventilación, lo que modifica su temperatura de trabajo y, como consecuencia, su rendimiento.

La revisión de la normativa de caracterización y de los programas de simulación revela que en general no contemplan la integración módulos fotovoltaicos en edificios. En algunos casos pueden ser válidas las normas existentes aplicadas a estos elementos, lo que

es una de las hipótesis de partida de esta tesis, pero en otros deberán realizarse modificaciones o ampliaciones de dichas normas.

El capítulo 3 resume los principios físicos en los que se basan los procedimientos de caracterización de los módulos fotovoltaicos. La caracterización eléctrica se basa en los modelos físicos del comportamiento de una célula fotovoltaica, de los que se extraen expresiones que relacionan la corriente fotogenerada con la tensión del módulo, y permiten de forma sencilla la extracción y el análisis de los parámetros eléctricos característicos.

La caracterización óptica de los módulos fotovoltaicos se basa en la medida de las curvas de reflectancia y transmitancia espectrales, cuyo fundamento físico se encuentra en los modelos de propagación de las ondas electromagnéticas a través de distintos medios.

Finalmente, la caracterización térmica de los módulos fotovoltaicos se fundamenta en los modelos de transferencia de calor de los elementos fotovoltaicos con su entorno. Se discuten los procesos de interacción de la radiación solar con el módulo fotovoltaico y de éste con el interior y el exterior del edificio en el que está integrado.

El capítulo 4 aborda la caracterización óptica y eléctrica de 21 muestras diferentes de módulos fotovoltaicos para integración en edificios, cuya descripción se encuentra en el Anexo I. Aunque los métodos de caracterización eléctrica no están adaptados a las peculiaridades de la integración en edificios, permiten conocer el comportamiento eléctrico de los módulos fotovoltaicos en distintas condiciones de trabajo. Las tecnologías se diferencian esencialmente en su diferente rendimiento eléctrico y su comportamiento con la temperatura. Ambos aspectos son dependientes del modo de integración arquitectónica del módulo y esto debería tenerse en cuenta en la normativa a aplicar.

En cuanto a la caracterización óptica, se ha partido de la hipótesis de que un módulo fotovoltaico con estructura de vidrio laminado se puede considerar equivalente a un vidrio laminado convencional, sólo que con células fotovoltaicas e interconexiones en su interior, y que por lo tanto pueden aplicarse las normas de caracterización óptica correspondientes.

Se ha llevado a cabo la medida de las propiedades ópticas espectrales en laboratorio en la región de 250 nm a 2500 nm en todas las muestras y, en algunas, también su dependencia con el ángulo de incidencia. Estas medidas han permitido obtener los parámetros lumínicos y solares que caracterizan el comportamiento óptico de cada módulo, como son la transmisión luminosa, la selectividad o el rendimiento de color, confirmando la hipótesis de partida.

El capítulo 5 revisa los programas de simulación energética de edificios e identifica los parámetros necesarios de un módulo fotovoltaico integrado para llevar a cabo dicha simulación. La mayor parte de los parámetros de entrada eléctricos, ópticos y térmicos que requieren los programas han sido previamente determinados experimentalmente en el capítulo 4. Sin embargo, faltaba el parámetro de transferencia de calor, U .

Por ello, se ha desarrollado un modelo para determinar el coeficiente U de los laminados fotovoltaicos integrados en fachadas de edificios, a partir de los coeficientes de transferencia de calor superficiales. Este modelo ha sido validado con vidrios estándar de propiedades conocidas. Se ha analizado la influencia que ejercen factores como la irradiancia solar y la velocidad del viento en el coeficiente U .

Se han calculado valores de U promediados diarios, en un día de invierno y otro de verano, con el fin de poder simular, mediante el programa *EnergyPlus*, el comportamiento

térmico de un edificio tipo de oficinas en dos días determinados, con ventanas conformadas con cada tipo de laminado fotovoltaico. Alternativamente, el programa suministra unos valores de los coeficientes de transmisión térmica y solar a partir de la entrada de los datos de reflectancia y transmitancia espectrales. El valor de U proporcionado es constante para todo el año.

Se concluye que, aunque es posible simular energéticamente un edificio con módulos fotovoltaicos semitransparentes integrados en las fachadas, los programas de simulación sólo lo hacen de forma aproximada, ya que consideran un valor constante para cada tipo de acristalamiento, lo cual no debería asumirse para los módulos fotovoltaicos, cuyas propiedades térmicas se ha comprobado son muy sensibles a las condiciones de irradiancia y velocidad de viento. Se propone, por ello, una simulación que considere este aspecto de variación de U , al menos en lo que se refiere a la irradiancia.

También se ha realizado la simulación eléctrica de los módulos fotovoltaicos integrados en el edificio de oficinas considerado, para determinar su producción anual.

Finalmente, el Anexo II revisa los métodos de medida de medidas calorimétricas de los coeficientes de transferencia de calor de sistemas de acristalamiento.

El Anexo III describe un calorímetro desarrollado y construido en el marco de esta tesis, en el Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del CIEMAT, para la caracterización térmica de módulos fotovoltaicos para integración en edificios.

2. SITUACIÓN ACTUAL DE LA CARACTERIZACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS Y DE SU INTEGRACIÓN EN EDIFICIOS

2.1 Introducción

Desde los años 70, se han venido poniendo en cuestión diferentes factores que condicionan las garantías y la sostenibilidad del modelo energético disponible [1][2][3]. En el nuevo modelo, la incorporación de las energías renovables, y el ahorro y la eficiencia en el uso de la energía son “las bases tecnológicas para la energía del siglo XXI”. Desde el punto de vista del urbanismo y la edificación, la energía solar (térmica y fotovoltaica) es la que mejor puede aprovecharse para la utilización de elementos constructivos multifuncionales en la envolvente del edificio [4]. Incentivado en Estados Unidos, Japón, Suiza y Alemania desde los años 90, impulsado por documentos técnicos como el Código Técnico de la Edificación de 2006 (rev. 2013) en España [5][6], e incorporado a las legislaciones nacionales europeas por recomendación de Directivas como la 2010/31/UE y conceptos como los Edificios de consumo de Energía Casi Nulo (nZEB's) [7][8], el uso de la energía solar fotovoltaica distribuida e integrada en edificios avanza cada día.

No obstante, en la actualidad, el uso a gran escala de la energía solar fotovoltaica (FV) en edificios continúa limitado por barreras de tipo técnico y no técnico a pesar de la probada solvencia de esta tecnología [9]. La respuesta a las barreras no técnicas (económicas, sociales,...) puede darse en base al valor añadido al edificio que supone su uso (abaratamiento de costes de la instalación FV, amplias posibilidades arquitectónicas para unos productos novedosos, compromiso medioambiental y apuesta tecnológica,...) [10]. En ese sentido, la mejor opción es optar por la integración arquitectónica de los módulos fotovoltaicos, comúnmente conocida bajo el concepto denominado Sistemas Fotovoltaicos Integrados en Edificios (*Building Integrated Photovoltaics*, BIPV).

Sin embargo, desde el punto de vista técnico existen carencias importantes, como son la de información técnica específica [11][12] que caracterice los módulos fotovoltaicos para integración en edificios desde el punto de vista eléctrico, óptico y térmico, considerando sus particulares condiciones de operación, las herramientas correspondientes para obtener dicha caracterización, o aquéllas que permitan la evaluación de la operación en condiciones reales de estos sistemas [13][14][15]. Ambos tipos de herramientas son necesarios tanto para conocer el funcionamiento preciso de los módulos FV para integración arquitectónica, como para optimizar su integración en los edificios, puesto que, aunque hoy existen multitud de ejemplos de sistemas fotovoltaicos integrados de gran calidad, hay también otros que no han resultado tan exitosos debido a estos motivos. La superación, por tanto, de esta problemática supondría una dinamización del uso de esta tecnología basada en unas garantías de calidad, eficiencia y fiabilidad análogas a las del resto de elementos constructivos tradicionales y a las de los sistemas fotovoltaicos convencionales.

Por lo tanto, en la actualidad existe un interés generalizado por disponer de la suficiente información que caracterice de la forma más pormenorizada posible a los generadores fotovoltaicos como productos de construcción multifuncionales, útil para el diseño, la optimización, la planificación, la predicción de su comportamiento, y la evaluación de su impacto. Este interés se plasma en la gran cantidad de publicaciones y estudios de todo tipo (teóricos, experimentales y de simulación) que se pueden encontrar al respecto: [16][17][18][19][20][21], por ejemplo, a los que pretende contribuir esta tesis.

La gran mayoría de los módulos fotovoltaicos que se fabrican hoy en día contienen una o más láminas de vidrio, y la mayor parte de los elementos constructivos en los que puede integrarse el generador fotovoltaico asumen esta estructura ([10][22]). Por lo tanto, determinar sus propiedades ópticas, térmicas y los parámetros que de ellas se derivan, tanto los asociados al componente de construcción aplicado a la envolvente edificatoria como los asociados al generador fotovoltaico, es fundamental para caracterizar estos sistemas. También lo es.

Por otro lado, la caracterización eléctrica del generador fotovoltaico también es imprescindible, tanto por la relación existente entre el comportamiento óptico y térmico de los materiales constituyentes del módulo fotovoltaico y su operación como generador eléctrico, como por la adecuación del conjunto de parámetros para que sean aplicables a la determinación/predicción de la operación del sistema y su impacto sobre el comportamiento energético del edificio. Y, análogamente, determinar y evaluar los factores que puedan influenciar la parametrización es relevante.

Finalmente, los módulos fotovoltaicos, al igual que los componentes a los que sustituyen, estarán sometidos a condiciones de contorno variables, tanto por su emplazamiento en la envolvente como por la diversidad de configuraciones de sistemas constructivos en los que pueden montarse ([11][12]). Además, las nuevas condiciones en las que el generador fotovoltaico operará son diferentes a las habituales de planta ([21][23]), por lo que deben contemplarse factores de influencia que, en aquel caso, podían asumirse despreciables. Es decir, la caracterización realista del sistema y su operación se completará determinando aquellos factores que influyen en la variabilidad de las anteriores parametrizaciones, y evaluando su impacto, teniendo en cuenta las configuraciones particulares. En definitiva, esta tesis irá más allá de los requisitos normativos en vigor ([24][25][26][27][28]).

2.2 Situación actual de la integración de energía fotovoltaica en edificios

2.2.1 El concepto de integración en edificios

En primer lugar, los conceptos básicos para entender las ideas que se van a exponer son los de sistema fotovoltaico añadido al edificio (*Building Added /Applied /Attached Photovoltaics* – BAPV), y el de sistema fotovoltaico integrado en el edificio (*BuildingIntegratedPhotovoltaics* – BIPV).

El primer concepto se refiere a la superposición del sistema fotovoltaico a la envolvente del edificio ya terminada, (Figura 2-1, a) y b)). Este tipo de actuación es posterior al diseño arquitectónico del edificio, y su coste total es adicional al de la construcción del mismo. Actualmente, este tipo de sistemas se suelen usar a menudo en rehabilitaciones o re-

equipamientos de edificios. Por el contrario, el concepto de integración arquitectónica, (Figura 2-1, c) y d)), va más allá.

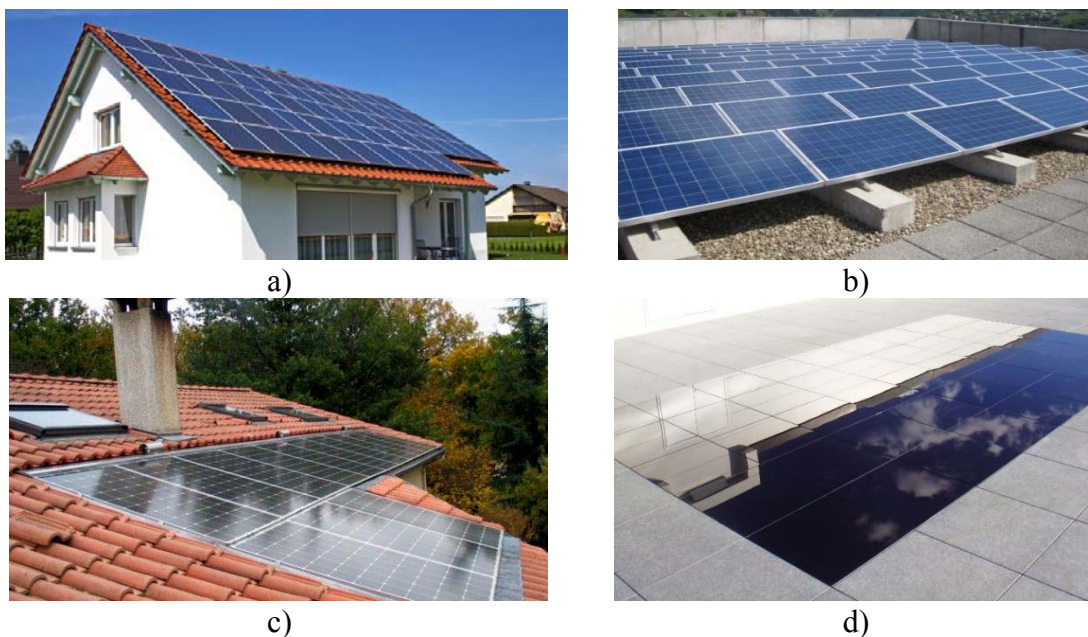


Figura 2-1: Ejemplos de: a) y b) sistemas fotovoltaicos BAPV, y c) y d) sistemas fotovoltaicos BIPV, ambos en cubierta inclinada o plana [Fuente: Google Imágenes].

Conforme a lo definido en la Norma EN 50583:2016 [11][12], un sistema fotovoltaico integrado en el edificio es aquel formado por módulos diseñados para integración. Este tipo de módulos fotovoltaicos se definen, a su vez, como módulos que son o forman parte de un producto de construcción con una de las funcionalidades descritas en la Regulación Europea para Productos de Construcción CPR 305/2011 [29]. Es decir, se trata de un producto multifuncional que debe garantizar la operatividad del edificio y que, si es desmontado, debe ser reemplazado por el producto de construcción equivalente apropiado. Así, las funcionalidades edificatorias que cumpliría un producto de este tipo en el contexto del edificio serían una o más de las siguientes:

- a. rigidez mecánica o integridad estructural;
- b. protección primaria frente a inclemencias meteorológicas: lluvia, nieve, viento, granizo;
- c. eficiencia energética: control solar, iluminación natural, aislamiento térmico;
- d. protección contra incendio;
- e. protección acústica;
- f. elemento separador de medios interior y exterior;
- g. seguridad y/o protección.

Todo esto implica que el sistema fotovoltaico integrado debe ser considerado desde el paso de diseño arquitectónico del edificio puesto que va a cumplir funciones propias de sistema constructivo dentro de la envolvente del mismo. Serán, por tanto, factores a determinar:

- 1. vida útil de los cerramientos (reemplazables, con mantenimiento, o duraderos);
- 2. comportamiento estructural;

3. movimientos del edificio y tolerancias;
4. permeabilidad al aire,
5. permeabilidad al agua;
6. prestaciones térmicas;
7. seguridad y resistencia;
8. aislamiento acústico;
9. resistencia al fuego; y
10. tensiones térmicas del vidrio.

Además, al sustituir a otro sistema constructivo, su coste va a venir incluido en el del edificio, sumándose ahora qué parte del consumo energético del mismo va a ser soportado por éste, con una tasa de restitución cada vez más óptima.

2.2.2 Productos y componentes fotovoltaicos específicos para integración arquitectónica

Un sistema fotovoltaico está compuesto por las siguientes partes: i) el generador fotovoltaico; ii) el sistema de acondicionamiento de potencia; iii) los sistemas de protección, medida y control; y iv) las cargas a quienes sule de potencia. Dentro de los componentes del sistema fotovoltaico, el que mayor impacto tiene en la integración de sistemas fotovoltaicos en la edificación es el generador, constituido por un conjunto de módulos fotovoltaicos y sus sistemas de soporte y anclaje (que no se tratan específicamente en esta tesis).

El módulo fotovoltaico es la unidad constituyente de los sistemas fotovoltaicos. Esta unidad está formada por las células solares fotovoltaicas conectadas en agrupaciones entre sí, el material de encapsulado, los materiales de protección y rigidez estructural, y la caja de conexiones.

Las tecnologías más habituales de célula [9] son las basadas en silicio, monocristalino o multicristalino, con dimensiones actuales de unos 156 mm² de superficie y unas 2 décimas de milímetro de espesor. Cuentan con unas eficiencias de conversión de entre el 15 y el 24 %. Existen algunas tecnologías de fabricación alternativas a las obleas de silicio cristalino como, por ejemplo, la denominada *Edge-defined Film-fed Growth* (EFG), que permite la realización de células de similares características a las de silicio multicristalino, pero con un acabado de célula más homogéneo y una forma no necesariamente cuadrada. Otra tecnología, también de silicio cristalino, es la tecnología denominada *Heterojunction Intrinsic Thin-layer* (HIT) que combina silicio amorfo (unos 20 nm) y silicio monocristalino, logrando hasta un 21 % de eficiencia.

Otro gran grupo de tecnologías son las denominadas de lámina delgada, caracterizadas por un espesor de material activo del orden de la micra, y por su fabricación por depósito directo sobre un sustrato o sustrato de vidrio, en tiras de entre 0.5 y 2 cm de anchura interconectadas. Entre estas tecnologías, destaca la basada en silicio amorfo que, a pesar de tener una eficiencia aproximadamente la mitad que la del silicio monocristalino, resulta muy versátil por su acabado, color y transparencia. Tratando de mejorar el rendimiento, se han buscado otros materiales para la fabricación de células fotovoltaicas de lámina delgada a precios competitivos. Los más conocidos son el telururo de cadmio, el diseleniuro de

cobre e indio, y el diseleniuro de cobre, indio y galio. Sus eficiencias rondan entre el 11 y el 17%. Finalmente, otras tecnologías como son: *Dye-Sensitized Solar Cell* (DSSC), células solares orgánicas o poliméricas están en desarrollo.

Las células deben estar protegidas eléctrica y mecánicamente, además de aisladas de la intemperie. Para ello, se realiza un encapsulado o laminado que difiere según la tecnología de la célula. Para las células de silicio cristalino, los materiales de encapsulado más habituales son el EVA (etileno-vinil acetato), el PVB (butiral de polivinilo), los fluoropolímeros y las resinas. Este encapsulado va protegido por un vidrio frontal específico para aplicaciones fotovoltaicas, templado, y una superficie posterior basada en láminas plásticas (PVF–*Tedlar* generalmente), vidrio, cerámicas, etc. Las tecnologías más usuales de lámina delgada se suelen depositar en sustratos o superestratos de vidrio no templado. Posteriormente se encapsula el lado opuesto con EVA o resina, y se acaba con un segundo vidrio de protección y soporte estructural.

Desde el punto de vista de la integración arquitectónica, existen diferentes posibilidades (Figura 2-2) para adecuar el diseño del módulo fotovoltaico a las necesidades o funcionalidades arquitectónicas que pretende suplir. Algunas son: a) Tamaño y forma del módulo, b) estructura constructiva del módulo, c) forma y tamaño de las células, d) color de las células y de la cubierta posterior, e) transparencia del módulo, f) número de células y su disposición (silicio cristalino) [30].

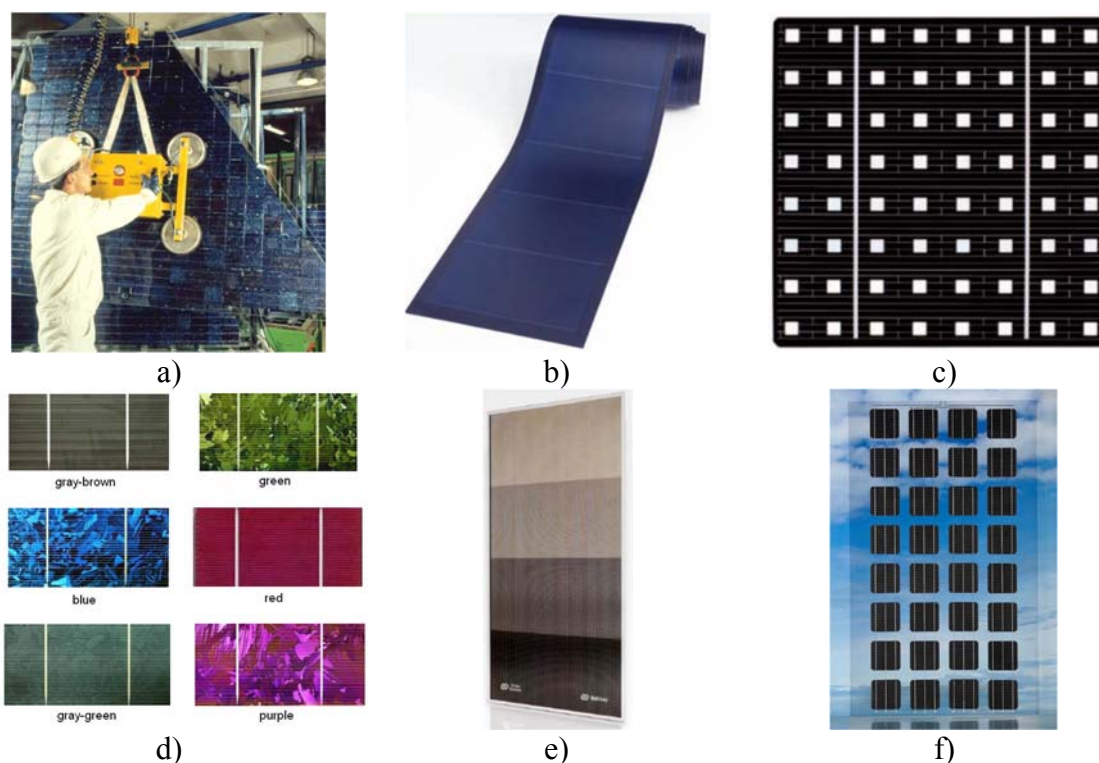


Figura 2-2: Posibilidades de diseño de los módulos fotovoltaicos para edificación BIPV [Fuente: Google Imágenes].

2.2.3 Aplicaciones arquitectónicas de los módulos fotovoltaicos

La envolvente del edificio se compone de todos los cerramientos que separan el ambiente del edificio del exterior. Aludiendo a los cerramientos expuestos a la radiación solar, los sistemas fotovoltaicos integrados pueden formar parte de los elementos constructivos de fachada o de cubierta. Hecha esta distinción, la opacidad o la

transparencia de estas permiten describir las distintas posibilidades de integración de sistemas fotovoltaicos.

Así, distinguimos entre (Figura 2-3): sistemas constructivos de cubierta opacos (cubiertas ventiladas (a), suelos transitables y membranas (b),...) o transparentes (atrios y lucernarios (c)); y sistemas constructivos de fachada que incorporan una solución común para las partes opaca y de visión (muros cortina estándar o modulares(e)), o que no la incorporan (fachadas ventiladas (f), sistemas de ventana (d) y sistemas de control solar y de protección (g), (h) e (i)).

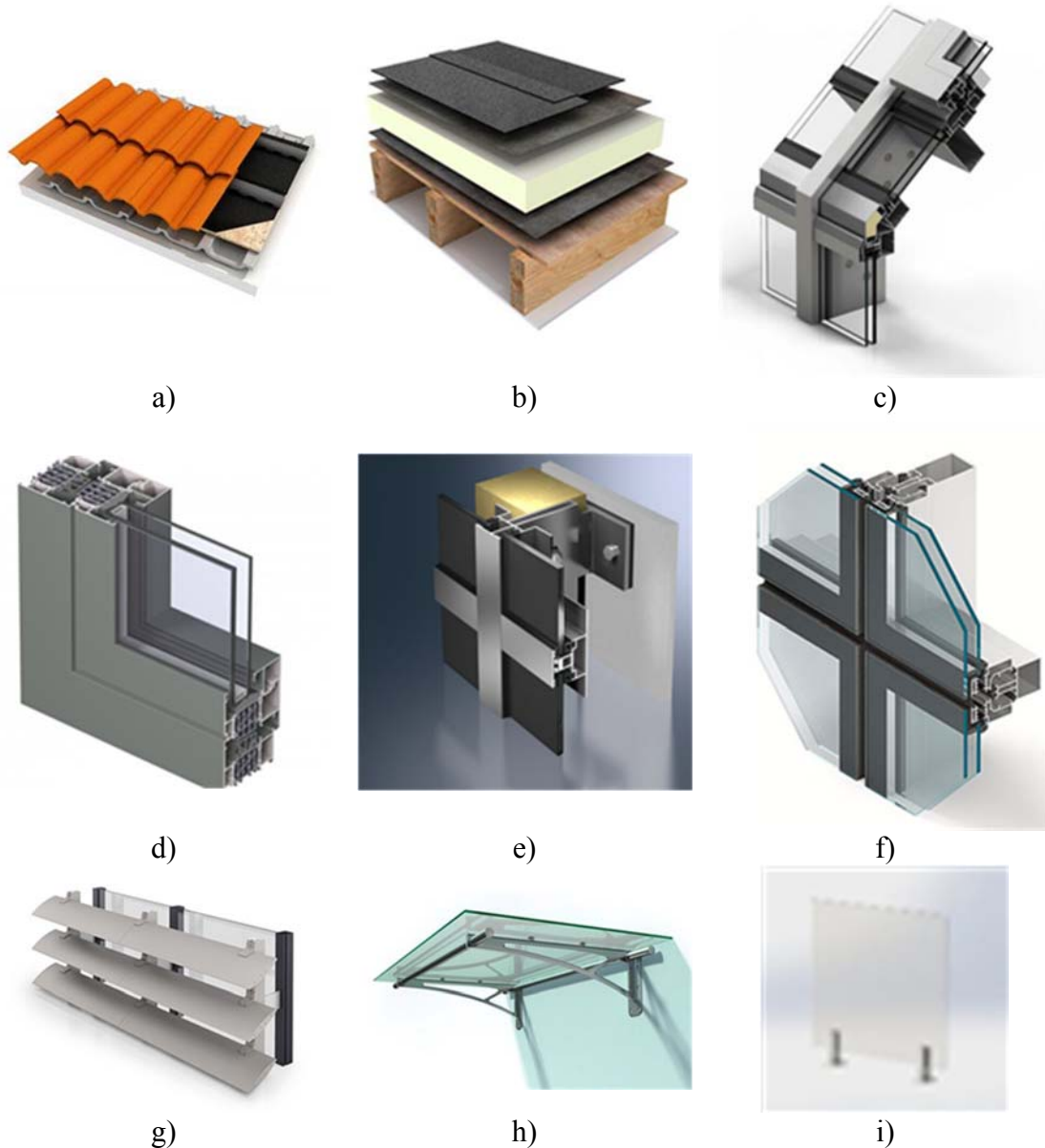


Figura 2-3: Sistemas constructivos de la envolvente del edificio [31]

Es posible clasificar los componentes y sistemas constructivos fotovoltaicos fruto de la revisión del estado de la técnica de los mismos ([30][31][32][33][34][35][36][37]). Así, se tienen:

- ❖ Sistemas de fachada: Revestimientos de fachada, fachadas ventiladas, muros cortina, acristalamientos, sistemas de ventana.



Las fachadas ventiladas son un sistema de revestimiento de fachada consistente en una piel exterior dispuesta por delante de la pared opaca del edificio y montado sobre una subestructura auxiliar que permite la ventilación y el drenaje de agua infiltrada. Así, la pared opaca del edificio, resistente, aislada e impermeabilizada, se ve protegida de los agentes meteorológicos adversos y la radiación solar. En este caso, también es posible optar por la sustitución de los paneles exteriores por módulos fotovoltaicos opacos o semitransparentes. Ya que la cámara de aire posterior tiene como función la ventilación, esto contribuye a mantener un buen rendimiento de los módulos además de proporcionar espacio suficiente para el cableado y conexionado de los mismos.

Ejemplos de esta aplicación son los edificios que se muestran en la siguiente figura:



a)



b)

Figura 2-4: a) Fachada ventilada fotovoltaica con vidrios blancos serigrafiados y vidrio fotovoltaico (550 m²). Proyecto GENyO en Granada. Arq.: E. Vallecillos y E. Rodríguez. Potencia pico 19.300 W. b) Fachada ventilada fotovoltaica con vidrio fotovoltaico de silicio amorfo (245 m²). The Black Box – Sede de ONYX Solar en Ávila. Arq.: A. Gallego. Potencia pico 4300 W.



Los muros cortina se caracterizan por ser un cerramiento colgado, no apoyado, el cual pende de una subestructura que transmite las cargas horizontales y el peso a la estructura principal del edificio. Cabe distinguir dos grandes familias en términos del sistema de fabricación y montaje: sistemas tradicionales montados en obra sobre montantes y travesaños, y sistemas modulares fabricados en taller. Cualquiera de ellos es una buena opción sobre la que sustituir alguno de los componentes por módulos fotovoltaicos, aunque el sistema modular garantiza una calidad mayor al realizarse en taller la instalación y conexionado de los módulos. La incorporación de estos puede ser tanto en las zonas transparentes como en las partes opacas. Desde el punto de vista del rendimiento, el mayor problema de esta solución es la ausencia de ventilación posterior de los módulos fotovoltaicos, lo cual incide en su rendimiento de generación. Las fachadas de doble piel pueden contribuir a mitigar este problema.

Dos ejemplos del sistema constructivo son los mostrados en la siguiente figura:



a)



b)

Figura 2-5: a) Muro cortina fotovoltaico (225 m²). Proyecto Biblioteca Pompeu Fabra en Mataró (Barcelona). Arq.: M. Brullet. Potencia pico 22.680 W. b) Muro cortina fotovoltaico (270 m²). Proyecto Bodegas Iturralde en Larrabetzu (Vizcaya). Arq.: N. Eguino. Potencia pico 21.000 W.



Los edificios con fachadas convencionales opacas (Figura 2-6) tienen en los huecos de las mismas los únicos sistemas de iluminación y ventilación naturales. Los sistemas de ventana forman parte del cerramiento de los mismos. Estos van a tener secciones fijas (iluminación) y practicables (iluminación y ventilación). En estos casos, la integración de sistemas fotovoltaicos se realizará sobre aquellas partes fijas sustituyendo los acristalamientos habituales por módulos transparentes o semitransparentes.



a)



b)

Figura 2-6: a) y b) Ejemplos de sistemas de ventana fotovoltaicos [Fuente: Google Imágenes].

- ❖ **Sistemas de cubierta:** Tejas, suelos transitables, membranas, atrios, lucernarios, sistemas de ventana.



Las cubiertas opacas se pueden clasificar en inclinadas u horizontales. En ellas se puede integrar el sistema fotovoltaico como un revestimiento adicional (cubierta ventilada, suelo transitable, cinta fotovoltaica), un componente intrínseco del cerramiento (teja fotovoltaica, panel prefabricado único), o un sistema de control solar. Así, la cubierta inclinada puede incorporar módulos fotovoltaicos completos o sistemas de tipo teja fotovoltaica. Las cubiertas planas por su parte, permiten disponer módulos fotovoltaicos inclinados (con un mínimo y dudoso grado de integración), membranas impermeabilizantes, o suelos transitables fotovoltaicos, como sistema constructivo más novedoso.



a)



b)

Figura 2-7: a) Teja fotovoltaica FangXingDuer™. b) Suelo transitable fotovoltaico antideslizante (Clase 3) de ONYX Solar.



Los pequeños lucernarios y claraboyas acristaladas, así como los grandes lucernarios que cubren atrios y patios, (Figura 2-8) combinan las propiedades de generación eléctrica, transparencia y estanquidad. La estructura es similar a la desarrollada en el muro cortina, suspendiendo sus elementos de una estructura de montantes y travesaños. La integración de sistemas fotovoltaicos supone la sustitución de los vidrios de doble acristalamiento por módulos fotovoltaicos con cierto nivel de transparencia, montados de un doble acristalamiento. En estos, la hoja exterior se sustituirá por el módulo fotovoltaico, que posiblemente incorporará otras láminas de control solar. El vidrio deberá ser templado para evitar su rotura por shock térmico u otra acción estructural, y la hoja interior deberá ser laminada para cumplir con las prescripciones de seguridad en caso de rotura. Desde el punto de vista del diseño arquitectónico, los atrios transparentes son los que tienen mayor impacto visual, pues son visibles desde el interior.



a)



b)

Figura 2-8: a) Lucernario con vidrio fotovoltaico (270 m²). Proyecto Rehabilitación del Mercado de Abastos de Béjar (Salamanca). Potencia pico 6.750 W. b) Lucernario con vidrio fotovoltaico Proyecto Rehabilitación de la Antigua Imprenta Le PetitÉcho de la Mode en Chatelaudren (Francia).

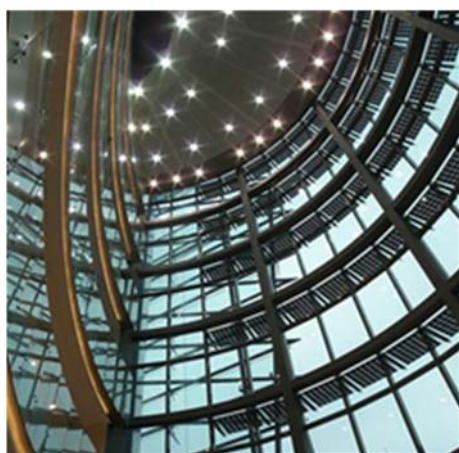
❖ **Sistemas de control solar y/o de protección:** Parasoles, marquesinas, balcones, barandillas,...



En países con altos niveles de radiación solar el uso de superficies transparentes o semi-transparentes requiere un compromiso entre iluminación, confort térmico y reducción del uso de energía. Los avances en ahorro y eficiencia energética han permitido desarrollar sistemas y técnicas constructivas que han permitido el aumento de estas superficies en la envolvente

constructiva. A ello contribuyen los sistemas de control solar de tipo lamas y parasoles, que permiten un adecuado control solar sin una pérdida excesiva de iluminación. Pueden estar constituidos de elementos opacos o no, con disposición inclinada u horizontal por fuera del cerramiento, adheridas a él o separadas creando un espacio para mantenimiento. Protegerán de la radiación directa la línea de ventanas o toda la fachada actuando como piel exterior, y podrán ser fijos o móviles. Desde el punto de vista de la integración de sistemas fotovoltaicos, son una superficie idónea por su orientación (hay que tener una consideración especial con las posibles sombras mutuas) y ventilación delantera y posterior. La configuración óptima se logra con un parasol vertical de mayor dimensión y con lamas orientables.

Finalmente, los elementos de protección pueden ir destinados a una infinidad de aplicaciones. Entre ellas, destacan la protección contra las inclemencias meteorológicas, un ejemplo sería el de las marquesinas, la protección física en barandillas en diferentes emplazamientos, terrazas, balcones,..., o las barreras acústicas, etc. (Figura 2-9)



a)



b)



c)



d)

Figura 2-9: a) Parasoles fotovoltaicos con módulos de Scheuten Solar (m^2). Proyecto Torre Titania en Madrid, Arq.: P. Muñoz y P. Vilata. Potencia pico 61.000 W. b) Parasoles fotovoltaicos de mc-Si ($262 m^2$). Proyecto Sede Acciona Solar en Sarriguren (Pamplona). Arq.: M.A. Garaikoetxea y P. Ansa. Potencia pico 27.000 W. c) Marquesina fotovoltaica de pc-Si (m^2). Proyecto del Centro Comercial La Vaguada en Madrid. Arq.: C. Manrique. Potencia pico 5.000 W. d) Aplicación como barandilla fotovoltaica con módulos de Scheuten modelo Optisol®.

En los últimos años, se están realizando grandes esfuerzos para elaborar catálogos cada vez más completos de componentes y sistemas constructivos basados en módulos fotovoltaicos. Cronológicamente, quizá las publicaciones al respecto más relevantes sean las de: B.P. Jelle et al. (2012) [38]; K. Sinapis et al. (2013) [39], I. Cerón et al. (2013) [22],

G. Verberne et al. (2014) [40] y F. Frontini et al. (2015) [10]. Por otra parte, la página web [41] desarrollada por *el Istituto di Sostenibilità Applicata all'Ambiente Costruito (ISAAC) de la Scuola Universitaria Professionale della Svizzera Italiana (SUPSI)* es un complemento ineludible a la hora de estar al día de la evolución de este mercado en todo aquello que a la parte técnica se refiere.

Otra fuente fundamental de información son las publicaciones regulares que hace la revista Photon International [42] bajo el nombre “Market survey on...” sobre módulos, inversores, baterías, controladores de carga, encapsulantes, etc. y sus bases de datos de acceso libre o de pago.

El mercado europeo está formado por en torno a unos 200 productos fotovoltaicos aptos para integración en edificios, principalmente en tejados y zonas acristaladas de la envolvente. Aunque la tecnología dominante es la de silicio cristalino, las tecnologías de lámina delgada aportan otras opciones para integración, y siempre incidiendo en el beneficio de la multifuncionalidad constructiva.

2.3 Situación actual de la caracterización de módulos fotovoltaicos para integración en edificios

La normativa técnica de cualificación y caracterización de los módulos o laminados fotovoltaicos para integración arquitectónica es muy limitada y está, en su mayor parte, en fase de desarrollo. El Comité Europeo de Normalización Electrotécnica (CEN-CENELEC) se encuentra en proceso de adopción de la Norma EN 50583:2016 sobre fotovoltaica en edificios, formada por dos partes, una referida a módulos [11] y otra a sistemas fotovoltaicos [12] para edificios, siendo ésta la primera que hace referencia a estos aspectos de multifuncionalidad. En ella se indican las normas de cualificación y seguridad que deben cumplir los módulos fotovoltaicos desde los puntos de vista constructivo y eléctrico.

2.3.1 Caracterización de módulos como productos de construcción

Como componentes o sistemas constructivos, los módulos fotovoltaicos deben cumplir con los requisitos propios de estos rigiéndose, primordialmente, por la Regulación Europea CPR 305/2011 [29] de productos de construcción. Para establecer los requisitos específicos como producto de construcción o sistema constructivo, la norma distingue entre los módulos que contienen, al menos, un paño de vidrio y los que no. De estos últimos, se consideran los basados en láminas de polímero resistentes al agua, los basados en láminas metálicas o, en general, los basados en otros materiales. Todos estos materiales, se entiende que forman parte del encapsulado y protección de las células solares fotovoltaicas.

Hecha la distinción, la primera clase se ha dividido en 5 categorías de montaje en la envolvente edificatoria conforme a tres criterios: Integrado, accesible, o inclinado. Así, se tienen las categorías: Integrado en el tejado con determinada inclinación (0° - 75° respecto de la horizontal), accesible o no, montado en vertical (75° - 90°) en el resto de la envolvente, accesible o no, e integrado externamente a la envolvente.

Para todas ellas en general, y para cada una en particular, se establecen los métodos para calificar los requerimientos del CPR [29] en base a la normativa europea vigente (por su

gran número se remite al texto de la norma) y sus anexos. La parte primera trata sobre los efectos de la temperatura que alcanzan los módulos desde los puntos de vista de resistencia mecánica e impacto energético, y la segunda sobre la resistencia a las filtraciones de lluvia racheada de los tejados fotovoltaicos con elementos montados de forma discontinua. Estos requerimientos son:

- ❖ Resistencia mecánica y estabilidad
- ❖ Seguridad en caso de incendio
- ❖ Higiene, salud y medio ambiente
- ❖ Accesibilidad y seguridad en su utilización
- ❖ Protección contra ruido
- ❖ Ahorro energético y aprovechamiento térmico
- ❖ Uso sostenible de los recursos naturales

Se pueden considerar un complemento de la anterior norma las siguientes: El proyecto de norma de la Organización Internacional de Normalización (ISO), en fase de aprobación, ISO/FDIS 18178 sobre “Vidrio para edificación. Vidrio laminado solar fotovoltaico” [26], que describe las partes componentes y los requisitos de aspecto, durabilidad y seguridad de estos vidrios laminados, desde el punto de vista de un material de construcción. El borrador de norma de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), en fase de borrador en circulación, IEC 62805 sobre métodos de medida en vidrio fotovoltaico, particularmente, de sus propiedades ópticas entre 300 nm y 1250 nm: el hazo espectral [27] y las transmitancias y reflectancias espectrales [28].

Partiendo de esta base, se ha realizado un estudio de la situación actual de la normativa específica y de las herramientas de caracterización de los diversos aspectos que atañen a los módulos fotovoltaicos para integración en edificios.

2.3.2 Caracterización eléctrica de módulos FV

La norma EN 50583:2016 [11][12] hace referencia a la normativa de cualificación de producto y seguridad eléctrica en cuanto a los requisitos electrotécnicos que deben cumplir los módulos fotovoltaicos para integración arquitectónica. Indica que se deben cumplir los requisitos recogidos en la directiva LVD 2006/95/EC [43] y en el conjunto de normas CENELEC para módulos fotovoltaicos y, en el caso de los sistemas, la directiva ECD 2004/108/EC [44] de compatibilidad electromagnética. De forma explícita, los requisitos electrotécnicos se asientan en la normativa CENELEC ya existente para módulos y sistemas fotovoltaicos, fundamentalmente en las normas IEC 61215:2005 [45], IEC 61646:2008 [46] de cualificación de módulos, y IEC 61730 [47][48] sobre seguridad.

La Norma IEC60904-1:2006 [49] describe el procedimiento de medida de la característica corriente-tensión de los dispositivos fotovoltaicos, tanto en exterior como en interior, y la IEC60891:2009 [50] la corrección de la curva a condiciones estándar.

La norma IEC 61853 sobre los ensayos del rendimiento de módulos fotovoltaicos y la evaluación energética va un paso más allá en la consideración de los distintos efectos sobre la curva de potencia y, por lo tanto, sobre la generación de electricidad. La parte primera de la norma [24] se refiere al funcionamiento de los módulos frente a la temperatura y la

irradiancia, y la segunda [25] a la caracterización de los efectos espectrales y angulares, así como a la medida de la temperatura de operación de los módulos FV.

2.3.3 Caracterización óptica de los módulos fotovoltaicos

En el apartado de los ensayos ópticos, destaca la Norma EN 410:2011 [51][43] sobre la determinación de las características luminosas y solares de los acristalamientos para la edificación. Los métodos de cálculo de esta norma permiten determinar, a partir de las medidas de transmitancia y reflectancia espectrales desde 280 nm hasta 2500 nm, las características del acristalamiento.

Esta norma identifica diversos problemas o limitaciones a sus procedimientos que se encuentran habitualmente en los vidrios laminados fotovoltaicos, como son: la difusión de la luz por los materiales y las discontinuidades entre los medios constituyentes (para lo cual hace referencia al uso de esferas integradoras adecuadas), y la dependencia angular de la radiación incidente. Adicionalmente, la norma EN 50583-1:2016 [11] añade la siguiente recomendación en el anexo A.2: “Adicionalmente a los procedimientos definidos en la norma EN 410:2011 [51], para determinar la transmitancia de energía solar total o factor solar (g) de los materiales para acristalamientos, se permitirán aquellas técnicas de medida y de cálculo que tengan en cuenta la parte de esa energía que se extrae del sistema en forma de electricidad”.

La Norma EN 410:2011[51] se refiere a los proyectos Europeos ADOPT (*Angular Dependent OPTical properties*) y ALTSET (*Angular-dependent Light and Total Solar Energy Transmittance for complex glazings*) [52], que centraron sus objetivos en la evaluación de la dependencia angular de las propiedades luminosas y solares de los sistemas de acristalamiento para edificación, de gran interés para la evaluación de la iluminación natural y de las demandas de climatización anuales con sistemas de acristalamiento complejos. La metodología que se adoptó en estos proyectos fue la descrita en las normas ISO 9050:2003 [53] y EN 410:2011 [51].

Los procedimientos experimentales para la medida de las propiedades ópticas, según el tipo de muestras, fueron el uso de:

- ❖ espectrofotómetros comerciales o desarrollados por los grupos de investigación (proyecto ADOPT) [54][55].
- ❖ esferas integradoras de gran diámetro o goniofotómetros (proyecto ALTSET) [56].
- ❖ medidas calorimétricas bajo simulador solar del sistema de acristalamiento complejo completo tomado como una unidad (proyecto ALTSET, [57])

El proyecto ADOPT se centró en mejorar la precisión en la medida de las propiedades angulares, desarrollar métodos predictivos de estos parámetros, aun cuando no se conozca la composición exacta de los paños de acristalamiento, y cuantificar la diferencia entre usar las características a incidencia normal o a diferentes ángulos de incidencia en los balances energéticos del edificio, demostrando que considerar como-válidos para cualquier situación los parámetros correspondientes a incidencia normal era una hipótesis demasiado imprecisa [58]. Además, propuso dos algoritmos para determinar las propiedades angulares, partiendo de diferentes informaciones. No obstante, para nuevos materiales y/o recubrimientos avanzados (por ejemplo, electrocrómicos) estos algoritmos no eran aplicables.

Mientras, el proyecto ALTSET se centró en desarrollar métodos de medida estándar para la determinación de la transmitancia lumínica y la transmitancia solar para sistemas de acristalamiento complejos, desarrollando así una metodología que extendiera los cálculos de las normas referenciadas a estos sistemas. Se afrontó desde dos perspectivas, la análoga a la anterior con la metodología de componentes (la cual se validó para estos sistemas), y la basada en medidas calorimétricas (que fue mejorada tanto con sistemas con propiedades ya conocidas como con otros de comportamiento desconocido *a priori*).

Se concluyó que la metodología calorimétrica es más económica y conlleva un esfuerzo más limitado a la hora de obtener la transmitancia solar en algunos casos y que el control de las condiciones de contorno es fundamental, por lo que se propusieron unas condiciones estándar de referencia. Además, se propusieron algunos modelos de extrapolación a partir de las medidas a incidencia normal para hallar el comportamiento angular. Finalmente, se concluyó que considerar como válidos para cualquier situación los parámetros a incidencia normal era un método demasiado impreciso [59] también para estos casos.

Los trabajos de P.A. van Nijnatten sobre espectrofotometría UV/Vis/NIR aplicada a vidrios recubiertos, materiales relacionados con la energía solar y acristalamientos, han proporcionado distintos sistemas para la medida de las propiedades ópticas espectrales, destinados al uso con espectrofotómetros comerciales, desarrollando un sistema para la medida angular de estas propiedades [54][55]. Destacan sus trabajos de revisión de equipos de medida angulares (Figura 2-10, a) y b)) para determinar las características lumínicas y térmicas de acristalamientos [60], [61]. En ellos, describe la importancia del uso de esferas integradoras como sistemas de detección para estas prácticas, así como diferentes accesorios para acoplar a los espectrofotómetros UV/Vis/NIR de *Perkin Elmer* que permiten la medida de estas propiedades espectrales de transmisión y reflexión. También introduce sistemas de medida de la emisividad de estos materiales.

Posteriormente, P.A. van Nijnatten et al. (2010) [62], presentaron el desarrollo de un nuevo accesorio para la medida de vidrios con patrones tintados y vidrios ópticamente difusivos. Este dispositivo está basado en una esfera integradora de 270 mm con un puerto de entrada de 50 mm, y está diseñado para medidas de transmitancia y reflectancia a incidencia (cuasi-) normal. Permite la medida de muestras de gran tamaño y mejora las medidas en este tipo de materiales. En ese mismo año, el sistema fue presentado a nivel comercial para su uso con espectrofotómetros UV/Vis/NIR de *Perkin Elmer* [63], Figura 2-10, c) y d). Este sistema se presenta como alternativa a las medidas de reflectancia y “transreflectancia” que se realizaban usando soportes para muestras centradas en el interior de la esfera integradora [64], menos versátiles en cuanto a capacidad de medición y tamaño de la muestra.

El Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) de Friburgo, participante también en el proyecto ALTSET, continuó con el desarrollo de sistemas para la medida de las propiedades ópticas espectrales de transmisión y reflexión en acristalamientos ópticamente difusivos, tanto a incidencia normal como dependientes del ángulo. Cabe destacar entre sus capacidades el uso de una esfera integradora de 220 mm [65] adaptada para su uso con espectrofotómetros *Perkin Elmer Lambda 900* con un puerto de entrada de 50 mm que le permite la medida de muestras ópticamente difusivas en incidencia normal, Figura 2-11 a).

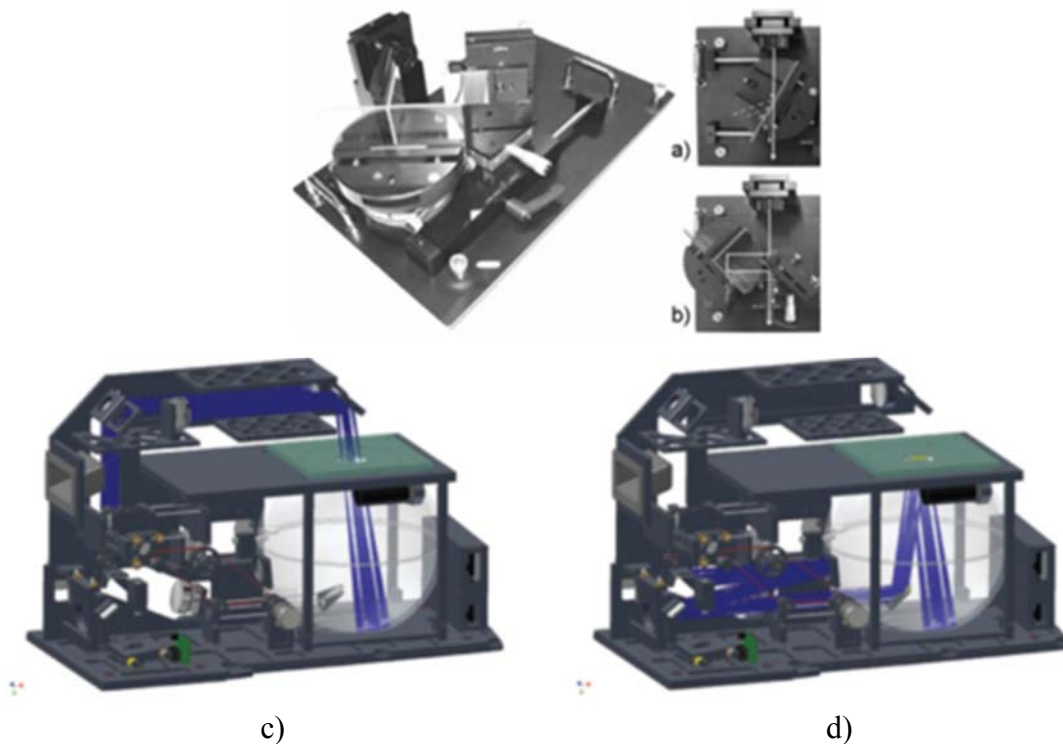


Figura 2-10: Accesorio para la medida de Reflectancia/Transmitancia direccionales con los espectrofotómetros de Perkin Elmer Lambda 800/900 y 850/950/1050: a) modo transmitancia; b) modo reflectancia. Perkin Elmer 270 mm. integrating sphere accessory: c) modo transmitancia, d) modo reflectancia

Por otro lado, para la medida de las propiedades de transmisión y reflexión espectrales, dependientes del ángulo de incidencia, de muestras de gran tamaño desarrollaron una esfera integradora de 650 mm [66] con un soporte central para la muestra (Figura 2-11 b) y c)).

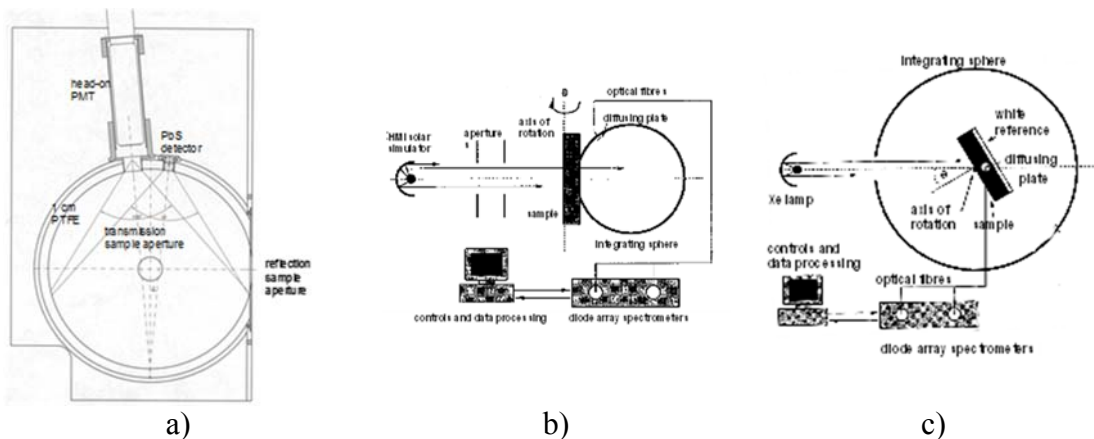


Figura 2-11: a) Esfera integradora de 220 mm para espectrofotómetro PE Lambda 900. Esfera integradora de 650 mm para medida de muestras de gran tamaño ópticamente difusivas: b) modo Transmitancia, c) modo Reflectancia

Gran parte de los trabajos específicos sobre la caracterización óptica de los módulos fotovoltaicos están orientados a determinar su reflectancia. La caracterización óptica de la reflectancia en todo el espectro solar, tanto del vidrio de la cubierta frontal como del módulo completo, es fundamental en este trabajo por sus implicaciones en el rendimiento de generación del módulo, no sólo por la capacidad de absorción de las longitudes de onda susceptibles de activar la célula (reflectancia y pérdidas angulares), sino también por la evaluación de la temperatura de operación que alcanzará la misma cuando se encuentra en operación (corrección por temperatura).

Cabe destacar los trabajos de N. Martín y J.M. Ruiz para desarrollar un modelo que describa correctamente las pérdidas angulares de los módulos fotovoltaicos basado en medidas eléctricas de laboratorio [67][68], y validado con medidas de campo [69], mediante una expresión analítica compacta. Con la expresión matemática del modelo y la medida de la reflectancia hemisférica a incidencia cuasi-normal, es posible inferir cuál es la reflectancia del módulo para cualquier ángulo de incidencia requerido. Eso ha permitido obtener expresiones para el cálculo de las pérdidas angulares en sistemas fotovoltaicos trabajando en condiciones reales, tanto en plantas fotovoltaicas como en integración en edificios, y realizar estimaciones del valor anual de dichas pérdidas [70]. El modelo ha sido incluido en la parte 2 de la Norma IEC 61853 [25].

Por otra parte, hay que reseñar los trabajos publicados por J.P. Silva et al. En 2008 [71] y 2010 [72] sobre el efecto de la reflectancia espectral de los módulos fotovoltaicos en su comportamiento térmico. Estos dos trabajos permiten modelizar la temperatura de operación de los generadores fotovoltaicos en regímenes estacionario y dinámico, tanto en circuito abierto como en el punto de máxima potencia.

Existen estudios sobre la transmitancia espectral de diferentes configuraciones de laminados vidrio-encapsulante para diferentes aplicaciones fotovoltaicas, como el de D.C. Miller et al. (2011) [74]. También, en el marco del proyecto europeo PV-MOBI [73], se realizó una caracterización óptica de vidrios para su utilización en módulos fotovoltaicos y de módulos fotovoltaicos para integración en edificios.

Otra aproximación que se ha considerado ha sido la de la modelización óptica a partir de métodos matriciales. Así, en los sucesivos trabajos de Tomás Baenas, se ha ido configurando un método matricial basado en la irradiancia incidente y la radiosidad de la superficie de material, y su transformación mediante matrices de transferencia basadas en transmitancias y reflectancias, que le ha permitido obtener resultados satisfactorios en vidrio laminado [75] y acristalamientos multicapa [76]. Este método ha sido aplicado a sistemas de acristalamiento múltiples BIPV [77].

2.3.4 Caracterización térmica

En el apartado de la caracterización del comportamiento de transferencia de calor, la normativa que hace referencia a la determinación del coeficiente de transmisión térmica global o transmitancia térmica (U) es amplia. Conforme a la Norma EN 50583:2016 [11][12], se prefiere la evaluación de la transmitancia térmica de módulos y sistemas fotovoltaicos integrados mediante cálculo, aunque no como único método. Se ha tomado como referencia la Norma Europea EN 673:2011 sobre la determinación del coeficiente de transmisión térmica (U) en vidrio destinado a la edificación [78]. El método de cálculo de esta norma permite determinar, a partir de las propiedades de los materiales constituyentes del acristalamiento y en estado estacionario, la transmitancia térmica del mismo.

Esta norma se limita al estudio de los efectos de la transmisión térmica en superficies verticales, y se centra en la región central del vidrio no afectada por los elementos de soporte (marcos, bordes, etc.). Para ampliar su aplicabilidad en estos aspectos, la Norma EN 50583:2016 [11][12] complementa la anterior con las siguientes normas: ISO 6946:2007 [79] sobre los métodos de cálculo de la transmitancia térmica de los componentes y elementos para la edificación, ISO 12631:2012 [80] sobre el comportamiento térmico de las fachadas ligeras y EN 14500:2010 [81] sobre los ensayos

de confort térmico y lumínico de los elementos de sombra, para las correspondientes categorías, tejados, fachadas, y sistemas integrados exteriormente.

Para completar la revisión, también se consideran adecuadas las normas ISO 15099:2003 [82] en la que se detallan los cálculos del comportamiento térmico de ventanas, puertas y elementos de control solar; ISO 10077-1:2010 [83] y -2:2012 [84] sobre el comportamiento térmico de ventanas, puertas y persianas.; y la ISO 10211:2012 [85] sobre el cálculo detallado de los puentes térmicos en edificación. En general, en estas últimas, el tratamiento de cálculo de los coeficientes de transferencia de calor superficiales es más detallado y no se restringe a coger un valor de referencia.

Desde el punto de vista experimental, la Tabla 2-1 resume la normativa técnica específica, a día de hoy, sobre la medida de la transmitancia térmica en componentes o sistemas destinados a edificación, en general, mediante métodos calorimétricos.

Tabla 2-1 : Normas sobre la medida de la transmitancia térmica y métodos calorimétricos utilizados.

MÉTODOS CALORIMÉTRICOS		
MÉTODOS DE PLACA CALIENTE GUARDADA	MÉTODOS CON MEDIDOR DE FLUJO DE CALOR	MÉTODOS DE CAJA CALIENTE
EN 674:2011	EN 675:2011	EN ISO 8990:1997 EN 12567-1:2011,-2:2005
ISO 8302:1991 ISO 10291:1994	ISO 8301:1991 ISO 9869-1:2014 ISO 10293:1997	
ASTM C177:2013 ASTM C1114:2013 ASTM C1044:2012 ASTM C1045:2013 ASTM C 1043:2016		ASTM C1363:2011 ASTM C1045:2013 ASTM C1199:2014 ASTM E1423:2014
	GOST 54165:2010	GOST 26602.1:1999

Los sistemas calorimétricos para medir el coeficiente de transferencia de calor global de elementos y de componentes constructivos complejos se clasifican en dos tipos: calorímetros adiabáticos y calorímetros calibrados. Los sistemas calorimétricos para medir el coeficiente de ganancia de calor solar, g , se clasifican en tres tipos: calorímetros interiores con simulador solar, calorímetros solares sin seguimiento, y calorímetros solares con seguimiento.

Recientemente se han desarrollado calorímetros tanto para la medida del coeficiente de transmisión térmica como para la medida del factor solar, aplicables a la caracterización térmica de los módulos fotovoltaicos. En el Anexo III se incluye una detallada revisión de dichos calorímetros y de su evolución en los últimos años.

2.3.5 Modelos y herramientas para la simulación del comportamiento energético de los edificios

En el marco de esta tesis se ha abordado el estudio de la situación actual de los programas de simulación energética de edificios y de sus sistemas o componentes constructivos de la envolvente que permiten la integración de sistemas fotovoltaicos.

Los programas de simulación relacionados con los edificios y su comportamiento energético pueden clasificarse, según su objetivo, en tres grupos: 1.- simulación energética del edificio con sus elementos parametrizados, 2.- simulación de la operación de

instalaciones y sistemas constructivos del edificio con sus componentes parametrizados y

3.- modelización del comportamiento físico de los sistemas o componentes constructivos.

El primer grupo atañe a aquellos programas o códigos que permiten definir con un cierto grado de detalle el edificio en sí, como un sistema complejo y compuesto, cuya caracterización depende de parametrizaciones de sus elementos constructivos, de cara a evaluar sus demandas y provisiones de energía para mantener las condiciones de confort y habitabilidad prescritas por la normativa al respecto, así como el coste económico de su operación.

Este tipo de programas devuelve, mediante una serie de balances energéticos y ecuaciones de conservación a través de sus zonas térmicas, resultados asociados a los consumos y cargas térmicas, y las condiciones habitacionales que se alcanzan, en base a sus equipos y a las condiciones ambientales establecidas, como la temperatura, la humedad relativa o los niveles de iluminación. Los balances dependen de las condiciones ambientales exteriores y del comportamiento del edificio y sus equipos. Los períodos de integración de las ecuaciones suelen ser horarios, y los resultados promedios anuales.

Son ejemplos de esta tipología los programas como EnergyPlus [86][87], ESP-r [88][89] y TRNSYS [90]. Menos generales, pero que también tienen en cuenta el impacto, en su caso, de la envolvente transparente en el rendimiento energético del edificio, son LBNL RESFEN y COMFEN [91], dedicados respectivamente a edificios residenciales y comerciales.

El segundo grupo de programas se refiere a programas de diseño y cálculo de instalaciones y sistemas, y la simulación de su operación, tanto de tipo energético (generación eléctrica, agua caliente sanitaria, climatización,...), como para edificación (sistemas de cubierta, sistemas de fachada,...). En particular, los sistemas y componentes fotovoltaicos integrados en la envolvente requieren del estudio de ambas funciones con estos programas. Por un lado, la generación eléctrica, y por otro, su aptitud como componentes constructivos en la envolvente.

Existe un gran número de programas dedicados al diseño y cálculo de los sistemas fotovoltaicos [92][93]. En general, estos programas utilizan un modelo de comportamiento del módulo fotovoltaico con el que describen la operación del generador en función de las condiciones climáticas y del emplazamiento donde se halla situado, calculando así su producción y rendimiento. También, tienen en cuenta modelos o factores de las pérdidas que se dan en el mismo, por temperatura, debidos al ángulo de incidencia o la presencia de sombras, etc. Con esta información realizan el estudio económico de costes y del ciclo de vida. Sin embargo, en términos de integración sólo se suele considerar el posicionamiento y, si acaso, la variación de la temperatura de trabajo del módulo FV, sin diferenciar entre tipos de integración.

Algunos ejemplos de herramientas de este tipo asociadas a los sistemas fotovoltaicos, son PVSyst [94] que permite un detallado análisis de los factores de pérdidas de los sistemas, o SAM [95] que, además, simula otros tipos de energías renovables e incluye el análisis económico de los proyectos.

En el ámbito de los acristalamientos, prácticamente cada casa comercial ha desarrollado aplicaciones para obtener los parámetros característicos de sus productos o composiciones de ellos, basándose en los cálculos de la normativa (“CALUMEN II” de Saint Gobain Glass (SGG) o “Guardian Glass Configurator” de Guardian Glass Europe). Sin embargo, a

la hora de obtener los parámetros de un acristalamiento para edificación, no sólo desde el punto de vista del vidrio, sino del sistema completo, destaca el grupo de programas LBNL WINDOW [91], con sus subprogramas accesorios OPTICS (parte transparente) y THERM (carpinterías o soportes).

Incluso programas de propósito general como MathWorks MATLAB son herramientas útiles en estos casos, especialmente a través de Simulink [96].

3.- El tercer grupo compete a aquellos programas de cálculo que permiten modelizar los procesos físicos que se dan en el sistema o componente constructivo. Este tipo de programas suelen ser de más amplio espectro, ya que cubren mucha fenomenología física que pudiera estar presente. Su base en modelos físicos fundamentales los hace muy potentes, pero a la vez demandan una gran potencia de cálculo a poco que sea un sistema muy complejo o se requiera mucho detalle.

Existen programas de ámbito amplio como puede ser COMSOL Multiphysics [97], o el conjunto de programas de la plataforma ANSYS [98]. Incluso los programas de cálculo formarían parte de esta categoría: MathWorks MATLAB [96], WOLFRAM Mathematica [99]. Por otro lado, estarían otros más específicos de una determinada fenomenología, como puedan ser OpenFoam [100], Star CCM+ [101], en el ámbito de la dinámica de fluidos computacional y la transferencia de calor o RADIANCE [102] en el tratamiento de la radiación y la interacción con la iluminación natural.

Por último, hay que resaltar la importancia de las bases de datos en todos estos programas y herramientas de simulación, como son las bases meteorológicas (Meteotest Meteororm [103], JRC PVGIS [104] y EnergyPlus Weather Data Base [105], las de acristalamientos LBNL IGDB y CGDB [91]), las de componentes y sistemas fotovoltaicos Photon International DB's [42] y BIPV Swiss Energy SUPSI [106], o las de materiales del CTE [107]. En cualquier caso, es muy útil también disponer de información de producto completa de los propios fabricantes.

2.4 Conclusiones del capítulo y objetivos de la tesis

Se ha revisado la situación actual de la integración de fotovoltaica en edificios a través de los productos existentes.

De dicha revisión se deducen las distintas condiciones de trabajo a las que se someten los módulos en integración arquitectónica, como son el posicionamiento y las condiciones de ventilación de su cara posterior, lo que modifica su temperatura de trabajo y, como consecuencia, su rendimiento.

La revisión de la normativa de caracterización y de los programas de simulación revela que en general no contemplan la integración módulos fotovoltaicos en edificios. En algunos casos, pueden ser válidas las normas existentes aplicadas a estos elementos, una de las hipótesis de partida de esta tesis, pero en otros deberán realizarse modificaciones o ampliaciones de dichas normas.

La revisión de los programas de simulación energética de edificios ha demostrado la existencia de potentes herramientas para poder diseñar edificios más eficientes y confortables, pero que no consideran o no lo hacen de forma precisa, los módulos fotovoltaicos como elementos constructivos.

A la vista de estos resultados se justifica el principal objetivo de esta tesis, expuesto en la Introducción, como es el de contribuir al estudio de una mejor integración arquitectónica de las diferentes tecnologías fotovoltaicas mediante la identificación de los problemas y las necesidades técnicas existentes junto con la propuesta de soluciones a los mismos.

2.5 Referencias del capítulo 2

- [1] Lorenzo, E. “Solar electricity. Engineering of photovoltaic systems” 1ª Ed. PROGENSA (1994) ISBN-10: 8486505550
- [2] Lorenzo, E. “Electricidad solar fotovoltaica. Vol. 1 – Sobre el papel de la energía en la historia” 1ª Ed. PROGENSA (2006) ISBN-10: 8495693305
- [3] World Meteorological Organization (WMO)/United Nations Environment Program (UNEP) Intergovernmental Panel on Climate Change “Climate changes. The IPCC response strategies” (1990)
- [4] Martín N. “Integración de la energía solar en edificios”, 1ª Ed. Serie Ponencias, Editorial CIEMAT (2009) ISBN-13: 9788478346110
- [5] Boletín Oficial del Estado del 28 de Marzo de 2006. Real Decreto 314/2006 de 17 de Marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación, 2006
- [6] Boletín Oficial del Estado del 12 de Septiembre de 2013. Orden FOM/1635/2013, de 10 de septiembre, por la que se actualiza el Documento Básico DB-HE «Ahorro de Energía», del Código Técnico de la Edificación, aprobado por Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.
- [7] Diario Oficial de la Unión Europea. Directiva 2010/31/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de Mayo de 2010 relativa a la Eficiencia Energética en los Edificios (Refundición), 2010
- [8] Diario Oficial de la Unión Europea. Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de Octubre de 2012 relativa a la Eficiencia Energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE, 2012
- [9] Luque, A. et al. “Handbook of photovoltaic science and engineering” 2nd Ed. John Wiley & Sons. (2010) ISBN-13: 9780470721698
- [10] Frontini, F. et al. “BIPV Product Overview for Solar Façades and Roofs. BIPV Status Report 2015”, Scuola Universitaria Professionale della Svizzera Italiana (SUPSI) & Solar Energy Application Centre (SEAC) (2015)
- [11] Comité Européen de Normalisation Electrotechnique (CEN-CENELEC), EN 50583-1:2016, Photovoltaics in buildings – Part 1: Modules, 2016
- [12] Comité Européen de Normalisation Electrotechnique (CEN-CENELEC), EN 50583-2:2016, Photovoltaics in buildings – Part 1: Systems, 2016
- [13] Caamaño, E. “Edificios fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: Caracterización y análisis”, Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Madrid (1998)
- [14] Argul, F.J. et al. “Edificios fotovoltaicos: Técnicas y programas de simulación”, 1ª Ed. PROGENSA (2004) ISBN-10: 8495693127
- [15] Olivieri, L. et al. “Integral energy performance characterization of semi-transparent photovoltaic elements for building integration under real operation conditions”, Energy and Buildings 68 (2014) pp. 280-291.
- [16] Henze, N. et al. “Characterisation of Photovoltaic Modules for Building Integration”, ISES Solar World Congress 2011. (2011)

- [17] Li, D.H.W. et al. "Energy and cost analysis of semi-transparent photovoltaic in office buildings", *Applied Energy* 86 (2009) pp. 722-729.
- [18] Lynn, N. et al. "Color rendering properties of semi-transparent thin-film PV modules", *Building and Environment* 54 (2012) pp. 148-158
- [19] Olivieri, L. et al. "Energy saving potential of semi-transparent photovoltaic elements for building integration", *Energy* 76 (2014) pp. 572-583.
- [20] Olivieri, L. et al. "G-value indoor characterization of semi-transparent photovoltaic elements for building integration: New equipment and methodology", *Energy and Buildings* 101 (2015) pp. 84-94
- [21] Sprenger, W. "Electricity yield simulation of complex BIPV systems" PhD Thesis. Delft University of Technology (2013)
- [22] Cerón, I. et al. "'State-of-the-art' of building integrated photovoltaic products", *Renewable Energy*, 58, (2013) pp. 127 – 133
- [23] Martín, N. "Estudio de la influencia de la reflexión, el ángulo de incidencia y la distribución espectral de la radiación solar en los generadores fotovoltaicos" Tesis doctoral. Universidad Politécnica de Madrid (1999)
- [24] International Electrotechnical Commission (IEC), IEC 61853-1:2011, Photovoltaic (PV) module performance testing and energy rating – Part 1: Irradiance and temperature performance measurements and power rating, 2011.
- [25] International Electrotechnical Commission (IEC), IEC 61853-2 (Draft), Photovoltaic (PV) module performance testing and energy rating – Part 2: Spectral response, incidence angle, and module operating temperature measurements
- [26] International Standard Organization (ISO), ISO/DIS 18178, Glass in building. Laminated solar PV glass, 2015
- [27] International Electrotechnical Commission (IEC), IEC 62805-1 Ed. 1 CD, Method for measuring photovoltaic (PV) glass – Part 1: Measurement of total haze and spectral distribution of haze
- [28] International Electrotechnical Commission (IEC), IEC 62805-2 Ed. 1 CD, Method for measuring photovoltaic (PV) glass – Part 2: Measurement of transmittance and reflectance
- [29] CPR 305/2011: Regulation (EU) No 305/2011 of the European Parliament and of the Council of 9 March 2011 laying down harmonised conditions for the marketing of construction products and repealing Council Directive 89/106/EEC
- [30] Martín, N. et al. "La envolvente fotovoltaica en la arquitectura", 1ª Ed. Colección Estudios Universitarios de Arquitectura, Editorial Reverté (2007) ISBN-13: 9788429121124
- [31] Web ArchiExpo: <http://www.archiexpo.es/>
- [32] ONYX Solar, ONYX Solar Projects and References, (2014)
- [33] ONYX Solar, ONYX Solar Proyectos and Referencias, (2015)
- [34] Web TFM: <http://www.tfm.es/>
- [35] Web: <http://blog.deltoroantunez.com/2013/05/integracion-arquitectonica-de.html>
- [36] Rosell, A.D. "Resurgir de las cenizas. Torre Titania cuenta con una llamativa fachada fotovoltaica que aún no se ha puesto en marcha", *Photon – La revista de fotovoltaica* 3/2012 (2012)
- [37] Consejería de Economía y Hacienda de la Comunidad de Madrid "Guía de integración solar fotovoltaica"

- [38] Jelle, B.P. et al. "Building integrated photovoltaic products: A state-of-the-art review and future research opportunities", *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 100, (2012) pp. 69 – 96
- [39] Sinapis, K. et al. "BIPV REPORT 2013: State of the art in Building Integrated Photovoltaics", *Solar Energy Application Centre (SEAC)* (2012)
- [40] Verberne, G. et al. "BIPV products for façades and roofs: A market analysis", *Proceedings of the 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, (2014)pp. 3630 – 3636
- [41] Web BIPV – ISAAC: <http://www.bipv.ch/index.php/it/>
- [42] Photon International Data Bases: Modules, Inverters,...
<http://www.photon.info/en/photon-databases>
- [43] LVD 2006/95/EC: Directive 2006/95/EC of the European Parliament and of the Council of 12 December 2006 on the harmonisation of the laws of Member States relating to electrical equipment designed for use within certain voltage limits
- [44] ECD 2004/108/EC: Directive 2004/108/EC of the European Parliament and of the Council of 15 December 2004 on the approximation of the laws of the Member States relating to electromagnetic compatibility and repealing Directive 89/336/EEC (Text with EEA relevance)
- [45] International Electrotechnical Commission (IEC), IEC61215:2005, Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval, 2005
- [46] International Electrotechnical Commission (IEC), IEC61646:2008, Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval, 2008
- [47] International Electrotechnical Commission (IEC), IEC 61730-1:2007/A1:2012, Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 1: Requirements for construction, 2012
- [48] International Electrotechnical Commission (IEC), IEC 61730-2:2007, Photovoltaic (PV) module safety qualification -- Part 2: Requirements for testing (IEC 61730-2:2004, modified), 2007
- [49] International Electrotechnical Commission (IEC), IEC 60904-1:2006, Photovoltaic devices -- Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics (IEC 60904-1:2006), 2006
- [50] International Electrotechnical Commission (IEC), IEC 60891:2009, Photovoltaic devices - Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics, 2009
- [51] Comité Européen de Normalisation (CEN), EN 410:2011, Glass in building. Determination of luminous and solar characteristics of glazing, 2011
- [52] Maccari, A. et al. "Report on the activities of the ADOPT and ALTSET European projects", *Rivista della Staz. Sper. Del Vetro*, 5 (2000) pp. 299–314
- [53] International Standard Organization (ISO), ISO 9050:2003, Glass in building. Determination of light transmittance, solar direct transmittance, total solar energy transmittance, ultraviolet transmittance and related glazing factors, 2003
- [54] van Nijnatten, P.A: "Measurement techniques for solar energy properties of glazing", in: *Proceedings of World Renewable Energy Congress VI (WREC2000)*, Brighton, (United Kingdom), 2000, pp. 171–176.
- [55] van Nijnatten, P.A. "A spectrophotometer accessory for directional reflectance and transmittance of coated glazing", *Solar Energy* 73 (3) (2002) pp. 137–149
- [56] Olive, F. "Procedures and recommendations for the use of large integrating spheres", *Working Document ALTSET-4-99* (1999)

- [57] van Dijk, D. “Thermal performance of windows and glazings – Direct determination of the total solar energy transmittance by laboratory measurement”, Working Document ALTSET-3-00 (2000)
- [58] Karlsson, J. et al. “A simple model for assessing the energy performance of windows”, *Energy and Buildings* 33 (7) (2001) pp. 641–651
- [59] Maccari, A. et al. “Impact of angular data on the glazing performance in building energy analysis”, Working Document ALTSET-6-00 (2000)
- [60] van Nijnatten, P.A. et al. “Directional reflection measurements on highly reflecting coatings”, in: 7th International Conference on Coating Glass and Plastic (ICCG7), Eindhoven (The Netherlands), (2008)
- [61] Sellors, J. et al. “Measuring the daylight, solar energy and thermal radiation properties of coated glazing”, in: 7th International Conference on Coating Glass and Plastic (ICCG7), Eindhoven (The Netherlands), (2008)
- [62] van Nijnatten, P.A. et al. “A new tool for measuring patterned and diffuse glass”, in: 6th Photovoltaic Science, Applications and Technology Conference C91, Southampton (United Kingdom), (2010).
- [63] Perkin Elmer Product Note – UV/Vis/NIR Spectroscopy: Upward looking 270 mm integrating sphere accessory. 2010
- [64] Storm, S.L. et al. “LabSphere Application Note: The use of Center-Mount-Sample holders in reflectance spectroscopy”(1998)
- [65] Wilson, H.R. et al. Eine 220 mm-Ulbrichtkugelfür das Lambda-900-Spektrometer: Designüberlegungen und Messergebnisse, in: COSP04 Colloquium Optical Spectrometry, Berlin (Germany), (2004)
- [66] Kühn, S. “Modillierung von transparenten Wärmedammaterialien auf der basis spektraler Daten”, Diplomarbeit, Universität Freiburg, (1996)
- [67] Martín, N. et al. “Calculation of the PV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model”, *Solar Energy Materials and Solar Cells* 70 (2001) pp. 25–38
- [68] Martín, N. et al. Corrigendum to “Calculation of the PV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model”, *Solar Energy Materials and Solar Cells* 110 (2013) pp 154
- [69] Martín, N. et al., “Validating an angular of incidence losses model with different PV technologies and soiling conditions”, *Proc. 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Frankfurt (2012), pp.3436 – 3438.
- [70] Martín, N. et al. “Annual angular reflection losses in PV modules”, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 13 (2005) pp. 75–84
- [71] Silva, J.P. et al. “On the Relationship between Spectral Reflectance and Working Temperature of PV Modules”, in: *Proceedings of the 23th EU-PVSEC Conference and Exhibition*. Valencia (España) (2008) pp. 2861–2864
- [72] Silva, J.P. et al. “Spectral reflectance patterns of photovoltaic modules and their thermal effects”, *Journal of solar Energy Engineering* 132 (2010) pp. 041016-1–041016-13
- [73] Miller, D.C. et al. “Analysis of transmitted optical spectrum enabling accelerated testing of multijunction concentrating photovoltaic designs”, *Optical Engineering* 50 (1) (2011) pp. 013003-1–013003-17
- [74] Balenzategui, J.L. et al. “Measurement, analysis and modelling of the luminous behavior of PV Modules”, Working Document Task 1.3 Final Report – CIEMAT – DER (1999)

- [75] Baenas, T. “Optical simulation of laminated glass”, in: Glass Performance Days 2009. (2009) pp. 742–745
- [76] Baenas, T. et al. “Modelo óptico para acristalamientos multicapa”, Boletín de la Sociedad Española de la Cerámica, 49 (2) (2010) pp. 95–100
- [77] Machado, M. et al. “Analytical model for optical calculation of BIPV multiple glazing systems”, in: SOPHIA Workshop 2013 (2013)
- [78] Comité Européen de Normalisation (CEN), EN 673:2011, Glass in building. Determination of thermal transmittance (U value). Calculation method, 2011
- [79] International Standard Organization (ISO), ISO 6946:2007, Building components and building elements. Thermal resistance and thermal transmittance. Calculation method, 2007 (revisada y confirmada en 2012)
- [80] International Standard Organization (ISO), ISO 12631:2012, Thermal performance of curtain walling. Calculation of thermal transmittance, 2012
- [81] Comité Européen de Normalisation (CEN), EN 14500:2010, Blinds and shutters. Thermal and visual comfort. Test and calculation methods, 2011
- [82] International Standard Organization (ISO), ISO 15099:2003, Thermal performance of windows, doors and shading devices. Detailed calculations, 2003
- [83] International Standard Organization (ISO), ISO 10077-1:2006, Thermal performance of windows, doors and shutters. Calculation of thermal transmittance - Part 1: General, 2016 (revisada y confirmada en 2013)
- [84] International Standard Organization (ISO), ISO 10077-2:2012, Thermal performance of windows, doors and shutters. Calculation of thermal transmittance -Part 2: Numerical method for frames, 2012 (revisada y confirmada en 2014)
- [85] International Standard Organization (ISO), ISO 10211:2007, Thermal bridges in building construction. Heat flows and surface temperatures. Detailed calculations, 2007 (revisada y confirmada en 2012)
- [86] Crawley, D.B. et al. “EnergyPlus: creating a new-generation building energy simulation program”, Energy and Buildings, 33 (2001) pp. 319-331
- [87] EnergyPlus™ Version 8.5 Documentation: “Getting Started”, “Engineering Reference” y “Input/Output Reference” (2016)
- [88] Clarke, J.A. “Energy simulation in building design” 2nd Ed. Butterworth-Heinemann (2001) ISBN-13: 9780750650823
- [89] Hand, J.W. et al. “Strategies for deploying virtual representations of the built environment (aka The ESP-r Cookbook)” University of Strathclyde, Glasgow, UK (2015)
- [90] TRNSYS 17 Documentation: “Getting Started”, “Standard Component Library Overview” (2010)
- [91] Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL) LBNL OPTICS, LBNL THERM, LBNL WINDOW 7.4, LBNL RESFEN, LBNL COMFEN, International Glazing Data Base (IGDB), Complex Glazing and Shading Data Base (CGDB), <https://windows.lbl.gov/software/>
- [92] McEvoy, A. et al. “Practical handbook of photovoltaics. Fundamentals and applications”, 2nd Ed. Academic Press (2011) ISBN-13: 9780123859341
- [93] Guasch Murillo, D. “Modelado y análisis de sistemas fotovoltaicos”, Tesis doctoral, Universidad Politécnica de Cataluña (2003)
- [94] PVSyst SA “PVSyst 5.6 contextual help” (2012)
- [95] National Renewable Energy Laboratories (NREL-DOE), Sistem Advisor Model (SAM), <https://sam.nrel.gov/>

- [96] The MathWorks Inc., MATLAB y Simulink, http://es.mathworks.com/index.html?s_tid=gn_loc_drop
- [97] COMSOL Inc., COMSOL Multiphysics, <https://www.comsol.com/>
- [98] ANSYS Inc., <http://www.ansys.com/>
- [99] Wolfram Research Inc., MATHEMATICA 9.0.1.0, <https://www.wolfram.com/mathematica/>
- [100] OpenCFD Ltd., OpenFOAM, <http://www.openfoam.com/>
- [101] CD-adapco Ltd., Star-CCM+, <http://www.cd-adapco.com/>
- [102] RADSITE, Radiance, <https://www.radiance-online.org/>
- [103] Meteotest, Meteonorm, <http://www.meteonorm.com/>
- [104] EC-Joint Research Centre (EC-JRC-IET), PVGIS, <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>
- [105] EnergyPlus Weather Data Base, <https://energyplus.net/weather/>
- [106] Web BIPV – ISAAC: <http://www.bipv.ch/index.php/it/>
- [107] Código Técnico de la Edificación web (CTE WEB) – Prontuario de soluciones constructivas, <http://cte-web.iccl.es/>

3. FUNDAMENTOS FÍSICOS DE LA CARACTERIZACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

3.1 Introducción

En el presente capítulo se lleva a cabo un repaso de los fundamentos físicos en los que se apoyan las técnicas de medida experimental y los cálculos utilizados para describir el comportamiento los módulos fotovoltaicos.

La caracterización eléctrica de los módulos fotovoltaicos se centra en describir sus condiciones de operación (curva corriente-tensión) y la potencia generada (curva potencia-tensión). Con ellas, es posible calcular la energía eléctrica que es capaz de proporcionar el sistema a lo largo de un cierto período de tiempo. Las condiciones de operación dependen, principalmente, de la irradiancia y de la temperatura de las células. En general, a mayor irradiancia, mayor disponibilidad de radiación fotoconvertible, y, por tanto, mayor corriente y potencia y, a mayor temperatura, menor tensión y potencia generadas.

La caracterización óptica de los módulos fotovoltaicos incide en cómo el módulo refleja, transmite y absorbe la radiación solar y circundante. Con ello, es posible obtener las condiciones en que se maximiza la captación de energía en el rango de generación eléctrica y se minimiza en el resto del rango, sea por reflexión y/o por transmisión en aquellos casos que estructura del módulo lo permita. También permite evaluar las pérdidas que se producen debido a la selectividad espectral de los materiales constituyentes. Estas propiedades ópticas dependen del ángulo de incidencia y del espectro de radiación recibido, principalmente.

Finalmente, la caracterización térmica de los módulos fotovoltaicos está focalizada en la descripción de la temperatura de operación de las células solares y el módulo fotovoltaico. Con esta, es posible determinar las pérdidas de producción motivadas por el calor generado. La temperatura de operación depende del balance entre el calor generado en el módulo y el evacuado hacia el entorno circundante, que es tanto como decir que depende del punto de operación del módulo, los materiales que lo forman y los procesos de transferencia de calor a través de ellos y con el entorno circundante.

Por lo tanto, las condiciones ambientales y los comportamientos óptico y térmico son los principales factores que influyen el comportamiento de los módulos fotovoltaicos.

Por otra parte, cuando el módulo fotovoltaico está integrado en un edificio, además de ver modificadas sus condiciones y factores anteriores, posee características extra a determinar para dar cuenta del cumplimiento de su funcionalidad constructiva. Estas características no están simplemente añadidas a las anteriores, sino que tienen influencia mutua: las condiciones de integración en la generación eléctrica, y la generación eléctrica en el comportamiento constructivo.

3.2 Caracterización eléctrica de módulos fotovoltaicos

La caracterización eléctrica de los módulos fotovoltaicos en términos de su curva característica corriente-tensión se fundamenta en el comportamiento de una unión P-N de material semiconductor iluminada por la radiación solar Figura 3-1.

En un material semiconductor se forma una unión P-N (Figura 3-1) cuando se impurifican dos zonas de éste (zonas neutras o de cuasi-neutralidad) de forma opuesta, creándose así una región de frontera entre ambas (zona de carga espacial o de agotamiento). A través de la misma, y en sus proximidades, se produce una difusión de portadores libres de una zona a la otra, generándose un campo eléctrico a su través, que trata de oponerse arrastrando parte de estos portadores a su zona de origen, es decir, buscando un equilibrio entre ambos efectos, difusión y arrastre ($I = 0$). Así, una tensión que desequilibre el dispositivo generará, o no, en él una corriente dependiendo del signo de la misma [6][7][8].

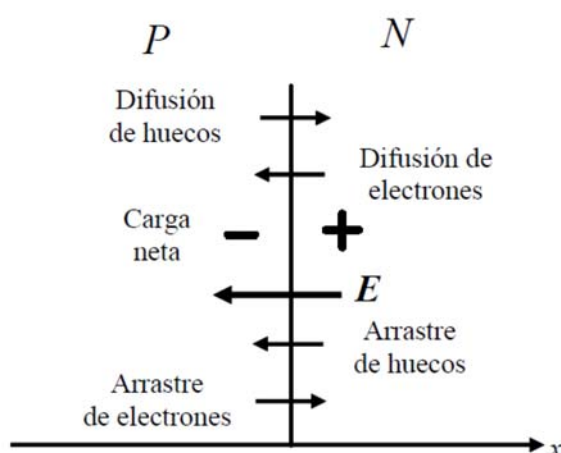


Figura 3-1: Esquema de una unión P-N

La estructura básica de la célula solar es simplemente un diodo de unión P-N que consiste en la anterior unión P-N junto con unos contactos eléctricos en las caras opuestas, a través de los cuales puede aplicarse tensión y circular la corriente [1]. Por lo general, la región cuasi-neutra está fuertemente dopada y se denomina emisor y la región menos dopada es la denominada base. A menudo, a la base también se la llama región de absorción, ya que la región de emisor es generalmente muy delgada y la mayor parte de la absorción de la luz se produce en la base. Esta estructura básica sirve como punto de partida para derivar las características fundamentales de funcionamiento de la célula solar [9].

La ecuación de difusión de portadores minoritarios se utiliza normalmente para analizar la operación de los dispositivos semiconductores, en particular, las células solares fotovoltaicas:

$$D_p \frac{d^2 \Delta p_N}{dx^2} - \frac{\Delta p_N}{\tau_p} = -G(x) \quad (3-1)$$

$$D_n \frac{d^2 \Delta n_P}{dx^2} - \frac{\Delta n_P}{\tau_n} = -G(x)$$

donde D_p , D_n son las difusividades de portadores minoritarios (tipo electrón en el semiconductor tipo P, y tipo hueco en el N), Δp_N , Δn_P son los excesos de concentraciones

de portadores minoritarios tipo electrón/tipo hueco, y τ_p , τ_n sus tiempos de vida media antes de recombinarse. Finalmente, $G(x)$ es el término de generación de portadores.

La curva característica corriente-tensión de la célula solar se puede derivar a partir de la resolución de la correspondiente ecuación de difusión de portadores minoritarios con las condiciones de contorno adecuadas [3]:

$$\begin{aligned} p_N(-x_N) &= \frac{n_i^2}{N_D} \exp\left\{eV/K_B T\right\} \\ n_P(x_P) &= \frac{n_i^2}{N_A} \exp\left\{eV/K_B T\right\} \end{aligned} \quad (3-2)$$

donde p_N , n_P son las concentraciones de portadores minoritarios, n_i es la concentración intrínseca de portadores, y N_D , N_A son las densidades de impurezas donadoras y aceptoras respectivamente.

Las corrientes minoritarias de portadores en las regiones cuasi-neutras coinciden con las corrientes de difusión, puesto que el campo eléctrico en ellas es despreciable. Por lo tanto, operando se obtiene:

$$I = I_{SC} - I_{o1} \exp\left\{eV/K_B T\right\} - I_{o2} \exp\left\{eV/2K_B T\right\} \quad (3-3)$$

donde I_{SC} es la corriente de cortocircuito (suma de las contribuciones de las distintas zonas), e I_{o1} , I_{o2} son las corrientes de saturación en oscuridad de las zonas de cuasi-neutralidad y de la zona de carga espacial, respectivamente. Sus expresiones son complejas, pero también puede tomarse la ecuación (3-3) como referencia y extraer el comportamiento de la célula solar a partir de ella. Desde la perspectiva de un circuito eléctrico equivalente (Figura 3-2, a)), la expresión anterior permite asimilar a la célula solar ideal a uno formado por una fuente de corriente ideal I_{SC} situada en paralelo a dos diodos con factores de idealidad 1 y 2 respectivamente, esto es, el primero dominado por la recombinación en las zonas de cuasi-neutralidad y el segundo en la zona de carga espacial.

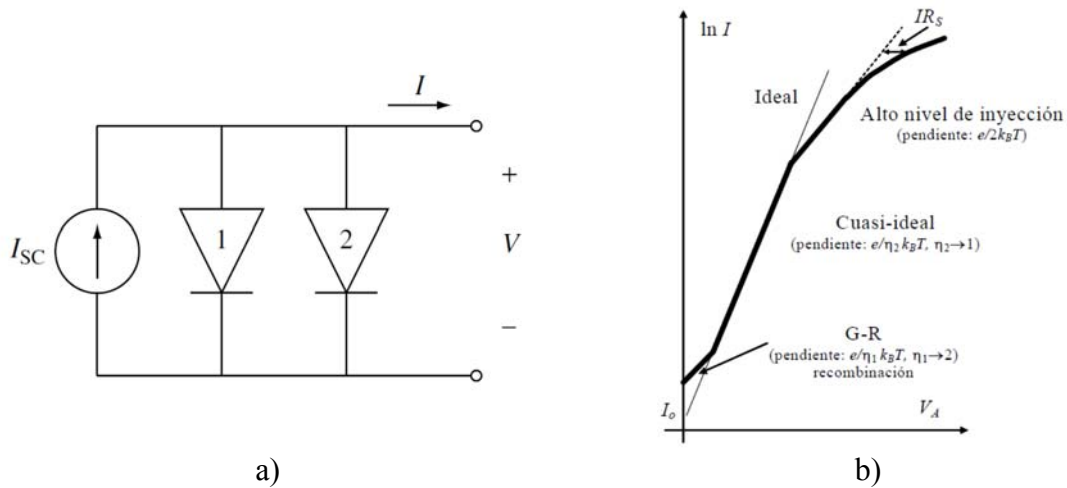


Figura 3-2: a) Circuito equivalente de una célula solar. b) Curva característica I-V de una unión P-N

Si se incorporan los efectos reales a través de dos resistencias, una en serie R_s y otra en paralelo R_p , la ecuación anterior se modifica para llegar a la ecuación siguiente:

$$I = I'_{SC} - I_{o1} \exp \left\{ \frac{e(V + IR_S)}{K_B T} \right\} - I_{o2} \exp \left\{ \frac{e(V + IR_S)}{2K_B T} \right\} - \frac{(V + IR_S)}{R_p} \quad (3-4)$$

donde I'_{SC} es la corriente de cortocircuito del diodo ideal. La resistencia en paralelo apenas tiene efecto sobre la corriente de cortocircuito, pero hace disminuir el voltaje de circuito abierto. Por el contrario, la resistencia en serie casi no afecta a tal tensión, pero hace disminuir la corriente de cortocircuito. Las principales fuentes de resistencia en serie son las asociadas a los contactos metálicos, en particular la resistencia eléctrica de la malla frontal, así como el flujo de corriente transversal que se da desde el interior del emisor hacia dicha malla frontal.

A menudo la anterior ecuación (3-4) se reescribe de la siguiente forma:

$$I = I'_{SC} - I_o \exp \left\{ \frac{e(V + IR_S)}{mK_B T} - 1 \right\} - \frac{(V + IR_S)}{R_p} \quad (3-5)$$

donde m es el factor de idealidad del diodo, y tiene algún valor comprendido entre 1 y 2 (Figura 3-2, b)).

Las condiciones reales de operación son variables e influyen en el rendimiento eléctrico de la célula, causando pérdidas o ganancias de eficiencia con respecto al valor nominal. Estas pueden deberse a cuatro factores principalmente:

1. La distribución angular de la luz: debido al movimiento del sol y a las componentes difusas de la radiación, en los módulos sin seguimiento solar, esta en pocas ocasiones incidirá perpendicular al módulo, como en el caso en que se realizan ensayos y se determina la eficiencia nominal.

2. El espectro de la radiación solar: para un mismo nivel de irradiancia, diferentes espectros producen diferentes niveles de fotocorriente según la respuesta espectral de la célula. El espectro solar varía con la posición del sol, la meteorología y la composición atmosférica, por lo que habitualmente no coincide con el normalizado AM 1.5G.

3. El nivel de irradiancia: para una temperatura constante de la célula, la eficiencia del módulo disminuye conforme lo hace la irradiancia, aunque hay un rango amplio de irradiancias en los que puede considerarse que la eficiencia es constante. Para irradiancias cercanas a un Sol, esto es principalmente debido a la dependencia logarítmica de la tensión de circuito abierto con la fotocorriente, mientras que con irradiancias muy bajas la pérdida de eficiencia es más rápida y menos predecible.

4. La temperatura de la célula: la temperatura ambiente cambia y, debido al aislamiento térmico proporcionado por la encapsulación, la radiación hace que las células se calienten dentro del módulo. El incremento de la temperatura afecta negativamente al rendimiento del módulo. Esta es, generalmente, la pérdida de rendimiento más importante.

La predicción de la respuesta del módulo FV bajo diferentes condiciones es necesaria para evaluar correctamente la producción anual de una instalación fotovoltaica. Los mecanismos físicos de influencia de la temperatura y la irradiancia en el funcionamiento de la célula son bien conocidos, por lo que, en principio, la predicción de la energía generada por el módulo puede basarse en modelos físicos. Sin embargo, se suele seguir un enfoque más sencillo, y se utilizan métodos para traducir las curvas I-V a diferentes condiciones de operación. Para ello se han desarrollado procedimientos, ahora ya estandarizados [1], para

aplicarlos sistemáticamente a módulos fotovoltaicos de tecnologías comerciales, aunque dentro de un rango limitado de condiciones de temperatura y radiación que no sean muy lejanas a las de las condiciones de ensayo del módulo y requieran un pequeño número de parámetros fácilmente medibles. Algunos de ellos se incorporan en las fichas técnicas de los fabricantes de módulos, lo que permite realizar estimaciones más simples, tales como:

1. El balance de energía en régimen estacionario determina la temperatura de la célula: la información de entrada es la energía radiante absorbida, que es parcialmente convertida en energía eléctrica útil y el resto se disipa en el ambiente. La convección es el mecanismo principal de disipación de calor aunque también el intercambio radiativo, que es el segundo, no es despreciable. Una asunción de simplificación que se hace comúnmente es que el gradiente entre la temperatura de la célula y la temperatura ambiente aumenta linealmente con la irradiancia. El coeficiente depende del tipo de montaje del módulo, de la velocidad del viento, de la humedad ambiente etc., aunque es usual utilizar un único valor para caracterizar un tipo de módulo.

Esta información está contenida en la temperatura de operación nominal de la célula (TONC), que se define como la temperatura de la célula cuando la temperatura ambiente es de 20 °C, la irradiancia es de 800 W·m⁻² y velocidad del viento es de 1 m·s⁻¹. Valores de la TONC típicos rondan los 45 °C para módulos inclinados 45° y ventilados por ambas caras. Para valores diferentes de la irradiancia G, la temperatura se obtendrá por:

$$T_{célula} = T_a + \frac{TONC(^{\circ}C) - 20}{800} \times G(W \cdot m^2) \quad (3-6)$$

2. La corriente de cortocircuito del módulo se supone estrictamente proporcional a la irradiancia. Por otra parte, la corriente aumenta ligeramente con la temperatura de la célula (debido a una disminución en la banda prohibida del semiconductor y un aumento en la vida media de los portadores minoritarios). El coeficiente α da el incremento relativo por grado centígrado. Mediante la combinación de ambos supuestos, la corriente de cortocircuito, para una irradiancia y temperatura de célula arbitrarias, se calcula como:

$$I_{SC}(G, T_{célula}) = I_{SC}(CEM) \times \frac{G(W \cdot m^2)}{1000} \times [1 + \alpha(T_{célula}(^{\circ}C) - 25)] \quad (3-7)$$

Para células de silicio cristalino, α ronda el 0.4% por grado centígrado.

3. La tensión de circuito abierto depende fuertemente de la temperatura (el principal motivo es su influencia en la concentración intrínseca), decreciendo linealmente con ella. El conocimiento del coeficiente de variación con la temperatura, β , permite predecir la tensión de circuito abierto según la expresión:

$$V_{OC}(G, T_{célula}) = V_{OC}(CEM) - \beta(T_{célula}(^{\circ}C) - 25) \quad (3-8)$$

La dependencia con la irradiancia está incluida indirectamente en la temperatura de célula. Para células de silicio cristalino, β ronda los 2 mV/°C por cada célula conectada en serie.

4. Existen varios factores que afectan a la variación de la potencia máxima (o, equivalentemente, a la eficiencia), como son la irradiancia y la temperatura. El parámetro γ se define como la disminución relativa de la eficiencia del módulo por grado centígrado de aumento de la temperatura de la célula:

$$\eta(G, T_{célula}) = \eta(CEM) - \gamma(T_{célula}(^{\circ}C) - 25) \quad (3-9)$$

Los valores usuales de γ están en torno a 0.5% por grado centígrado.

3.3 Caracterización óptica de módulos fotovoltaicos

La propagación de las ondas electromagnéticas a través de una superficie plana que separa dos medios con diferente índice de refracción conlleva fenómenos de reflexión y refracción [10][11]. Esto supone que la onda incidente se desdobra en una onda reflejada que continúa su propagación por el primer medio y una onda refractada que se transmite por el segundo, las tres contenidas en el plano de incidencia definido por como el plano normal a la interfase que contiene al vector de propagación de la onda incidente.

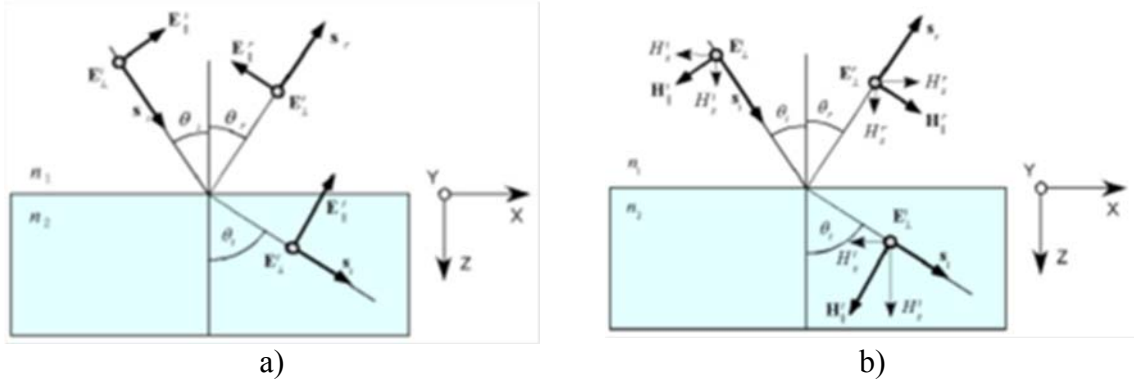


Figura 3-3: Componentes paralelas a) y ortogonales b) de los campos eléctrico y magnético de las ondas incidente, reflejada y transmitida a través de una discontinuidad de medios, o interfase, con distintos índices de refracción

En general, la reflexión y transmisión a través de una interfase plana cuando la incidencia es normal, se describe por las relaciones entre las amplitudes y los flujos de energía por unidad de área (reflectancia y transmitancia):

$$r = \frac{E_r}{E_i} = \frac{n_1 - n_2}{n_1 + n_2}; \quad t = \frac{E_t}{E_i} = \frac{2n_1}{n_1 + n_2} \quad (3-10)$$

$$R = |r|^2 = \left(\frac{n_1 - n_2}{n_1 + n_2} \right) \left(\frac{n_1 - n_2}{n_1 + n_2} \right)^* ; \quad T = \frac{n_2}{n_1} |t|^2 \quad (3-11)$$

$$= \frac{4\text{Re}(n_1)\text{Re}(n_2)}{(n_1 + n_2)(n_1 + n_2)^*}$$

Análogamente, cuando la incidencia sobre la interfase no es perpendicular, las direcciones de propagación vienen dadas por las expresiones de las leyes de la reflexión y de la refracción o Snell:

$$\text{sen}(\vartheta_i) = \text{sen}(\vartheta_r) \quad (3-12)$$

$$n_1 \text{sen}(\vartheta_i) = n_2 \text{sen}(\vartheta_t)$$

Para obtener las relaciones entre las amplitudes (fórmulas de Fresnel) y los flujos de energía por unidad de área (reflectancia y transmitancia), se separan los campos eléctrico y magnético en componentes ortogonales paralela (p = 'parallel') y perpendicular (s = 'senkrecht') al plano de incidencia (Figura 3-3), obteniéndose las siguientes relaciones:

$$\begin{aligned}
r_s &= \frac{E_s^r}{E_s^i} = \frac{n_1 \cos(\vartheta_i) - n_2 \cos(\vartheta_t)}{n_1 \cos(\vartheta_i) + n_2 \cos(\vartheta_t)}; \quad t_s = \frac{E_s^r}{E_s^i} \\
&= \frac{2n_1 \cos(\vartheta_i)}{n_1 \cos(\vartheta_i) + n_2 \cos(\vartheta_t)}, \\
r_p &= \frac{E_p^r}{E_p^i} = \frac{n_1 \cos(\vartheta_t) - n_2 \cos(\vartheta_i)}{n_1 \cos(\vartheta_t) + n_2 \cos(\vartheta_i)}; \quad t_p = \frac{E_p^r}{E_p^i} \\
&= \frac{2n_1 \cos(\vartheta_i)}{n_1 \cos(\vartheta_t) + n_2 \cos(\vartheta_i)};
\end{aligned} \tag{3-13}$$

$$\begin{aligned}
R_s &= |r_s|^2 \\
&= \left(\frac{n_1 \cos(\vartheta_i) - n_2 \cos(\vartheta_t)}{n_1 \cos(\vartheta_i) + n_2 \cos(\vartheta_t)} \right) \left(\frac{n_1 \cos(\vartheta_i) - n_2 \cos(\vartheta_t)}{n_1 \cos(\vartheta_i) + n_2 \cos(\vartheta_t)} \right)^*, \\
T_s &= \frac{n_2 \cos(\vartheta_t)}{n_1 \cos(\vartheta_i)} |t|^2 \\
&= \frac{4 \operatorname{Re}(n_1) \operatorname{Re}(n_2) \cos(\vartheta_i) \cos(\vartheta_t)}{(n_1 \cos(\vartheta_i) + n_2 \cos(\vartheta_t))(n_1 \cos(\vartheta_i) + n_2 \cos(\vartheta_t))^*}; \\
R_p &= |r_p|^2 \\
&= \left(\frac{n_1 \cos(\vartheta_t) - n_2 \cos(\vartheta_i)}{n_1 \cos(\vartheta_t) + n_2 \cos(\vartheta_i)} \right) \left(\frac{n_1 \cos(\vartheta_t) - n_2 \cos(\vartheta_i)}{n_1 \cos(\vartheta_t) + n_2 \cos(\vartheta_i)} \right)^*, \\
T_p &= \frac{n_2 \cos(\vartheta_t)}{n_1 \cos(\vartheta_i)} |t|^2 \\
&= \frac{4 \operatorname{Re}(n_1) \operatorname{Re}(n_2) \cos(\vartheta_i) \cos(\vartheta_t)}{(n_1 \cos(\vartheta_t) + n_2 \cos(\vartheta_i))(n_1 \cos(\vartheta_t) + n_2 \cos(\vartheta_i))^*}.
\end{aligned} \tag{3-14}$$

Finalmente, la reflectancia y la transmitancia totales se obtienen como las semisumas de los correspondientes términos perpendicular ('s') y paralelo ('p').

Ahora bien, el laminado fotovoltaico está formado por una sucesión de láminas delgadas de distintos materiales, es decir, es un medio en estratos [11][12]. En tal caso, las propiedades de transmisión y reflexión son composición de las sucesivas reflexiones y transmisiones en tales medios e interfaces. El método anterior se llevaría sobre la siguiente interfase considerando los desfases geométricos y de polarización que tendrán lugar en las componentes. No obstante, este método se vuelve tedioso cuando el medio está estratificado con un alto número de capas. En la literatura al respecto se propone [11], para facilitarlo, una metodología matricial muy útil para el uso de máquinas de cálculo para resolver el problema.

Grosso modo, si tenemos una lámina delgada de espesor d e índice de refracción n_1 sobre un sustrato (o lo que sería equivalente, entre dos medios transparentes semi-infinitos con índices n_0, n_s) tendremos dos interfases. Denotando cada onda E_j representando la resultante de todas las ondas generadas en tal punto y dirección de la interfase j , se tiene que, en la frontera 1, las componentes tangenciales de los campos serán continuas:

$$\begin{aligned}
E_1 &= E_{1i} + E_{1r} = E_{1t} + E'_{2r} \\
H_1 &= \sqrt{\frac{\epsilon_0}{\mu_0}} (E_{1i} - E_{1r}) n_0 \cos(\vartheta_{1i}) = \sqrt{\frac{\epsilon_0}{\mu_0}} (E_{1t} - E'_{2r}) n_0 \cos(\vartheta_{2i})
\end{aligned} \tag{3-15}$$

Análogamente, en la frontera 2:

$$E_2 = E_{2i} + E_{2r} = E_{2t}$$

$$H_2 = \sqrt{\frac{\epsilon_0}{\mu_0}} (E_{2i} - E_{2r}) n_1 \cos(\vartheta_{2i}) = \sqrt{\frac{\epsilon_0}{\mu_0}} E_{2t} n_s \cos(\vartheta_{2t}) \quad (3-16)$$

donde ϵ_0 es la constante dieléctrica y μ_0 la permitividad magnética, ambas del vacío, n_k los índices de refracción de cada medio, y ϑ_{mn} los ángulos de incidencia (i), reflexión (r) o transmisión (t) en las interfaces 1 y 2.

Considerando que el hecho de atravesar la película supone un desfase δ en los campos de valor:

$$\delta = \frac{2\pi}{\lambda} (n_1 d \cos(\vartheta_{2i})) \quad (3-17)$$

$$E_{2i} = E_{1t} \exp\{-j\delta\}; E_{2r} = E'_{2r} \exp\{+j\delta\}$$

donde j está por la unidad imaginaria.

Sustituyendo estos campos (3-17) en las expresiones (3-16), resolviendo de estas los campos E_{1t} , E'_{2r} y sustituyéndolos a su vez en (3-15) se obtienen:

$$E_1 = \cos(\delta) E_2 + j \frac{\sin(\delta)}{Y_1} H_2, H_1 = \cos(\delta) H_2 + j Y_1 \sin(\delta) E_2 \quad (3-18)$$

$$Y_1 = \sqrt{\frac{\epsilon_0}{\mu_0}} n_1 \cos(\vartheta_{2i}), \quad Y_1 = \sqrt{\frac{\epsilon_0}{\mu_0}} \frac{n_1}{\cos(\vartheta_{2i})}$$

donde la primera expresión de Y_1 se usa cuando el campo eléctrico es perpendicular al plano de incidencia y la segunda cuando es paralelo a tal plano.

Si planteamos las expresiones lineales (3-18) en notación matricial, se obtiene:

$$\begin{pmatrix} E_1 \\ H_1 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos(\delta) & j \frac{\sin(\delta)}{Y_1} \\ j Y_1 \sin(\delta) & \cos(\delta) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} E_2 \\ H_2 \end{pmatrix} = \mathbf{M}_1 \begin{pmatrix} E_2 \\ H_2 \end{pmatrix} \quad (3-19)$$

donde \mathbf{M}_1 es la denominada matriz característica de la lámina delgada. Como se verifica que: $Y = H/E$, la ecuación (3-19) puede reescribirse como:

$$E_1 \begin{pmatrix} 1 \\ Y \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos(\delta) & j \frac{\sin(\delta)}{Y_1} \\ j Y_1 \sin(\delta) & \cos(\delta) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 1 \\ Y_s \end{pmatrix} E_2 = \begin{pmatrix} S_1 \\ S_2 \end{pmatrix} E_2 \quad (3-20)$$

donde $\begin{pmatrix} S_1 \\ S_2 \end{pmatrix}$ es la matriz característica del sistema de una capa.

Si generalizamos el proceso a un conjunto de N capas delgadas, tenemos la matriz característica de tal sistema:

$$E_1 \begin{pmatrix} 1 \\ Y \end{pmatrix} = \left[\prod_{k=1}^N \begin{pmatrix} \cos(\delta_k) & j \frac{\sin(\delta_k)}{Y_k} \\ j Y_k \sin(\delta_k) & \cos(\delta_k) \end{pmatrix} \right] \begin{pmatrix} 1 \\ Y_s \end{pmatrix} E_{N+1} = \begin{pmatrix} S_1 \\ S_2 \end{pmatrix} E_{N+1} \quad (3-21)$$

Y las expresiones para la reflectancia y la transmitancia serán las siguientes:

$$R = \left(\frac{n_0 S_1 - S_2}{n_0 S_1 + S_2} \right) \left(\frac{n_0 S_1 - S_2}{n_0 S_1 + S_2} \right)^* ; T = \frac{4 n_0 \text{Re}(n_s)}{(n_0 S_1 + S_2)(n_0 S_1 + S_2)^*} \quad (3-22)$$

No obstante, se ha de observar que estas interfases, a menudo, no son plano-paralelas en el caso de los módulos, sino que presentan irregularidades con objeto de atrapar los fotones de la radiación solar aumentando la probabilidad de captura para su transformar su energía en electricidad. También cabe la posibilidad de que las superficies sean intrínsecamente dispersivas con la longitud de onda.

A partir del estudio anterior y validando los resultados con medidas experimentales, N. Martín y J.M. Ruiz [13] plantearon una expresión analítica, dependiente de un parámetro, para describir la dependencia angular de la reflectancia de los módulos FV. Consideran la reflectancia \bar{R} ponderada por el producto de la respuesta espectral con la distribución espectral de la irradiancia, que asumen es la estándar AM15G, de forma que el valor ponderado resultante sea solo función del ángulo de incidencia. La expresión permite evaluar las pérdidas de generación debidas al ángulo de incidencia:

$$\bar{R} = \left\{ \frac{\int R(\lambda)G(\lambda)S_{\lambda}d\lambda}{\int G(\lambda)S_{\lambda}d\lambda} \right\}$$

$$\bar{R}(\alpha) = \bar{R}(0) + [1 - \bar{R}(0)] \left[\frac{\exp\{-\cos(\alpha)/a_r\} - \exp\{-1/a_r\}}{1 - \exp\{-1/a_r\}} \right] \quad (3-23)$$

3.4 Caracterización térmica de módulos fotovoltaicos

La caracterización térmica de los módulos fotovoltaicos en términos de su temperatura de operación se fundamenta en el balance entre la potencia absorbida en el interior del módulo y que se transforma en calor y la potencia calorífica evacuada del mismo al ambiente que lo circunda. Esta será una temperatura de equilibrio térmico en régimen estacionario [14].

Existe un conjunto de factores que influyen los flujos de calor resultantes en este balance. Las magnitudes climáticas son: la irradiancia solar total en el plano del módulo G , la temperatura ambiente T_a y la velocidad del viento v_{viento} . También se pueden considerar otras temperaturas del entorno como son la temperatura equivalente de cielo T_{cielo} , y la temperatura de suelo T_{suelo} [14][15][16].

Las magnitudes relacionadas con la operación del módulo son: su orientación e inclinación, el rendimiento η , y el coeficiente de temperatura asociado a la potencia γ .

Finalmente, las magnitudes asociadas a la estructura del módulo son: los espesores e_i y conductividades k_i de los vidrios y materiales que forman el módulo, las emisividades totales de las superficies externas ε_i , y las propiedades ópticas de reflectancia y transmitancia espectrales y angulares del laminado fotovoltaico.

Los modos de transferencia de calor son de tres tipos (Figura 3-4): conducción térmica, convección natural o forzada y radiación térmica [15][17][18].

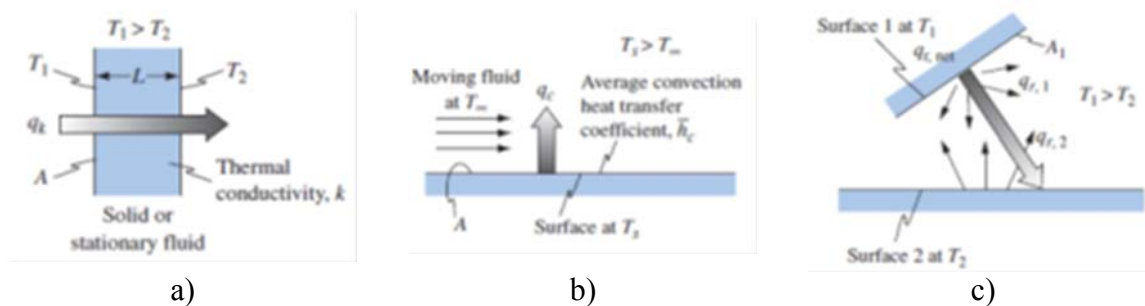


Figura 3-4: Diferentes modos de transferencia de calor: a) conducción, b) convección, c) radiación

La conducción térmica es el mecanismo por el cual se transfiere calor entre dos zonas de un medio continuo mediante transferencia de energía cinética entre sus partículas componentes. Dicha energía se transfiere de la parte más caliente a la más fría, siguiendo la segunda ley de la termodinámica.

La ley de Fourier indica que el flujo de calor que se transfiere calor por el mecanismo de conducción es proporcional al gradiente de temperatura existente. La constante de proporcionalidad es la conductividad térmica k , que es una propiedad intrínseca de cada material. Matemáticamente se expresa como sigue:

$$q'' = -k \frac{dT}{dx} \quad (3-24)$$

En el caso de superficies planas atravesadas por un flujo de calor estacionario unidimensional, y considerando que la conductividad térmica permanece constante con la temperatura en todo su espesor e , se obtiene una expresión particular de la anterior dada por:

$$q'' = -\frac{k}{e} \Delta T = h_{cond} \Delta T = R_{cond}^{-1} \Delta T \quad (3-25)$$

Donde R_{cond} es la resistencia térmica. Representa la resistencia que presenta la placa a la transmisión del flujo de calor por conducción. Su inverso se denomina conductancia térmica, h_{cond} .

En el módulo fotovoltaico, la existencia de gradientes térmicos entre las células en el interior y las distintas láminas de material encapsulante, generan una transferencia de calor por conducción.

La convección es la forma de transferencia de calor mediante la transmisión de energía a través del movimiento de un fluido y la conducción molecular. Es por tanto un mecanismo compuesto. Se distinguen dos tipologías dependientes de la presencia o no de agentes externos que produzcan el movimiento: Convección natural (el gradiente de densidades causado por el gradiente de temperatura genera la fuerza impulsora que se ve compensada por la de la gravedad) y convección forzada (existe un impulso mecánico externo que da lugar al movimiento).

Supóngase una superficie plana a una cierta temperatura, T_s , y el fluido que la envuelve a otra, T_∞ , éste fluyendo paralelo a la primera. Como efecto de la viscosidad, la velocidad del fluido en la interfaz entre ambos es cero. Ello posibilita la transferencia de calor del módulo (más caliente) al fluido (más frío) por un proceso de conducción térmica, esto es:

$$q''_{conv} = -k_{fluido} \left. \frac{\partial T}{\partial y} \right|_{y=0} \quad (3-26)$$

Se deduce inmediatamente de tal expresión que el flujo de calor en dicha interfaz depende del gradiente de temperaturas presente en la misma, el cual, a su vez, depende del comportamiento dinámico del fluido, esto es, de su velocidad alejado de la interfaz, su viscosidad, etc.

La ley que gobierna tal proceso, propuesta originalmente por Newton, liga nuevamente el flujo de calor debido al mecanismo de convección proporcionalmente al gradiente de temperatura existente. La constante de proporcionalidad es el coeficiente de transferencia de calor por convección, h_{conv} . Matemáticamente se expresa como sigue:

$$q''_{conv} = h_{conv}\Delta T = h_{conv}(T_S - T_{\infty}) \quad (3-27)$$

Notar que al ser la convección un proceso complejo, la determinación del coeficiente de transferencia de calor por convección va a depender de muchos factores (geometría de la superficie, propiedades del fluido circundante, el propio gradiente de temperaturas presente, etc), motivo por el cual debería darse como una función punto a punto [19][20]. En la expresión anterior, representa un promedio sobre el área de transferencia considerada.

Análogamente al caso de la conducción, se define una impedancia térmica por transferencia de calor por convección, R_{conv} , mutuamente inversas.

$$R_{conv} = h_{conv}^{-1} \quad (3-28)$$

La radiación térmica es el mecanismo por el cual se transfiere calor en forma energía electromagnética debido al cambio en la energía interna del material. Depende fuertemente de la temperatura. A diferencia de los anteriores, la radiación electromagnética no necesita de un soporte material.

Conforme a la ley de Stefan-Boltzman, cualquier material, por el hecho de estar a una determinada temperatura, emite radiación electromagnética. Asimilado este al concepto complementario de cuerpo negro, un emisor perfecto a temperatura T emite un flujo de radiación electromagnética dado por:

$$q''_{rad} = \sigma T^4 \quad (3-29)$$

donde σ es la constante de Stefan-Boltzman ($5.670 \times 10^{-8} (W \cdot m^{-2} \cdot K^{-4})$).

Ahora bien, para que haya una transferencia neta de calor por radiación electromagnética se requiere de una diferencia en la temperatura superficial de los dos cuerpos entre los que se está dando. Aplicando la anterior suposición de cuerpo negro emisor/absorbente de radiación se tiene,

$$q''_{rad} = \sigma(T_1^4 - T_2^4) \quad (3-30)$$

Sin embargo parece obvio que ningún objeto real va a emitir como un cuerpo negro, sino un poco por debajo de lo que emitiría a la misma temperatura. Si esa disminución tiene lugar por igual para todas las longitudes de onda se denomina un cuerpo gris, y su velocidad de emisión viene caracterizada por su emitancia hemisférica, ϵ , de modo que la anterior expresión queda:

$$q''_{rad} = \sigma(\epsilon_1 T_1^4 - \epsilon_2 T_2^4) \quad (3-31)$$

En el resto de los casos habrá que introducir un factor de forma variable F conforme el perfil de emisión que presenten los objetos.

$$q''_{rad} = \sigma F(\epsilon_1 T_1^4 - \epsilon_2 T_2^4) \quad (3-32)$$

Nuevamente se pueden introducir, en este medio de transferencia de calor, parámetros de conductancia e impedancia. Estos se definen como sigue:

$$h_{rad} = \frac{\sigma F(\epsilon_1 T_1^4 - \epsilon_2 T_2^4)}{T_1 - T_2}, \quad R_{rad} = h_{rad}^{-1} \quad (3-33)$$

El calor transferido por conducción hasta ambas superficies del módulo fotovoltaico se evacua del mismo por procesos de transferencia de calor por convección y radiación.

3.5 Referencias del capítulo 3

- [1] Asociación Española de Normalización y Certificación “UNE-EN 60891 – Dispositivos fotovoltaicos. Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos” (2010) 24 páginas
- [2] Lorenzo, E. “Solar Electricity. Engineering of photovoltaic systems” 1ª Ed. PROGENSA (1994) ISBN-10: 8486505550
- [3] Lorenzo, E. “Electricidad solar fotovoltaica Vol. II – Radiación solar y dispositivos fotovoltaicos” 1ª Ed. PROGENSA (2006) ISBN-10: 8495693313
- [4] Luke, A. et al. “Handbook of Photovoltaic Science and Engineering”, 2nd Ed. Wiley (2010) ISBN-13: 9780470721698
- [5] Markvart, T. et al. “Practical Handbook of Photovoltaics. Fundamentals and Applications”, 2nd Ed. Elsevier (2003) ISBN-13: 9781856173902
- [6] Neudeck, G.W. “El diodo PN de unión” 2ª Ed. Addison-Wesley Iberoamericana S.A. (1993) ISBN-10: 0201601427
- [7] Pardo, D. et al. “Elementos de electrónica” 2ª Ed. Secretariado de Publicaciones e Intercambio Editorial. Universidad de Valladolid (2007) ISBN-13: 9788484484028
- [8] Pierret, R.F. “Fundamentos de semiconductores” 2ª Ed. Addison-Wesley Iberoamericana S.A. (1994) ISBN-10: 0201601443
- [9] Green, M.A. “Solar cells. Operating principles, technology and system applications” 1st Ed. Prentice-Hall (1983) ISBN-10: 0138222703
- [10] Cabrera, J.M. et al. “Óptica electromagnética. Vol 1: Fundamentos” 2ª Ed. Addison-Wesley / Universidad Autónoma de Madrid (1998) ISBN-13: 9788478290215
- [11] Hetch, E. “Óptica” 3ª Ed. Addison-Wesley Iberoamericana S.A. (2000) ISBN-10: 8478290257
- [12] Cabrera, J.M. et al. “Óptica electromagnética. Vol 2: Materiales y aplicaciones” 1ª Ed. Addison-Wesley / Universidad Autónoma de Madrid (2000) ISBN-10: 8478290427
- [13] Martín, N. “Estudio de la influencia de la reflexión, el ángulo de incidencia y la distribución espectral de la radiación solar en los generadores fotovoltaicos” Tesis doctoral. Universidad Politécnica de Madrid (1999)
- [14] Silva, J.P. “Contribución al estudio de la temperatura de trabajo de los módulos fotovoltaicos” Tesis doctoral. Universidad de Jaén (2010)
- [15] Sanchidrian, J.A. “Transferencia de calor”, Fundación Gómez-Pardo – Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas (1999) ISBN-10: 8495063107
- [16] Chenlo, F. “Cálculo de la temperatura de operación de células solares en un panel fotovoltaico plano”, Informes Técnicos CIEMAT, 999 (2002) ISSN: 11359420
- [17] Kreith, F. et al. “Principles of heat transfer” 7th Ed. Cengage Learning (2010) ISBN-13: 9780495667704

- [18] Costa Novella, E. “Ingeniería química. Vol. 4 Transmisión de calor”, Editorial Alhambra (1986) ISBN-10: 842051408X
- [19] Bergman, T.L. et al. “Fundamentals of heat and mass transfer” 7th Ed. John Wiley & Sons (2011) ISBN-13: 9780470501979
- [20] Rohsenow, W.M. et al. “Handbook of heat transfer fundamentals”, 2nd Ed. McGraw-Hill (1985) ISBN-10: 00705

4. CARACTERIZACIÓN ÓPTICA Y ELÉCTRICA DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS PARA INTEGRACIÓN EN EDIFICIOS

4.1 Introducción

En este capítulo se aborda la caracterización óptica y eléctrica de los módulos fotovoltaicos para integración en edificios. Por un lado, el comportamiento óptico del laminado fotovoltaico semitransparente incide en las condiciones de aprovechamiento lumínico (cantidad y calidad de la radiación solar en el intervalo visible), y en la cantidad de energía solar que va a entrar dentro del edificio (ganancia de calor solar y su control). Por otro lado, tanto la transmisión de radiación (semitransparencia) como su reflexión (pérdidas ópticas) provocan una pérdida de generación. A la vez, estas propiedades dependen del ángulo de incidencia de la radiación. La caracterización óptica debe ir por tanto asociada a la caracterización eléctrica de los módulos.

Desde el punto de vista de la edificación, la estructura de vidrio laminado que poseen algunos de los módulos fotovoltaicos que se fabrican hoy en día, hacen que sea adecuada su integración como componente arquitectónico [3][4]. Determinar sus propiedades ópticas y eléctricas es fundamental para caracterizar estos sistemas [5][6]. Además es importante determinar aquellos factores que influyen en los comportamientos óptico y eléctrico, y evaluar su impacto considerando las configuraciones de funcionamiento particulares.

4.1.1 Los parámetros de caracterización óptica

Los principales parámetros que caracterizan un elemento transparente de la envolvente edificatoria son la transmitancia luminosa y el factor solar, si bien existen otros parámetros de menos importancia que también dan información suplementaria. Todos ellos se describen a continuación:

La transmitancia luminosa $\tau_v(\alpha)$ representa la fracción de luz incidente que proviniendo de un iluminante estándar D65 de CIE (*Daylight 6500 K*), con espectro similar al de la luz natural, atraviesa a través del acristalamiento y es visualizado por el observador fotópico estándar:

$$\tau_v(\alpha) = \frac{\sum_{\lambda=380\text{ nm}}^{780\text{ nm}} D_{\lambda}^{\text{D65}} T(\lambda, \alpha) v(\lambda) \Delta\lambda}{\sum_{\lambda=380\text{ nm}}^{780\text{ nm}} D_{\lambda}^{\text{D65}} v(\lambda) \Delta\lambda} \quad (4-1)$$

donde D_{λ}^{D65} es la distribución espectral relativa del iluminante D65, $v(\lambda)$ es la eficiencia espectral luminosa de un observador estándar fotópico y α es el ángulo de incidencia, el cual habitualmente no aparece si el parámetro se refiere a incidencia normal ($\alpha = 0$).

El factor solar g , o transmitancia de energía solar, representa la energía solar total transmitida hacia el interior a través del acristalamiento, tanto de forma directa como por la reemisión de una fracción de la energía absorbida:

$$g(\alpha) = \tau_e(\alpha) + q_i(\alpha) = \tau_e(\alpha) + \alpha_e(\alpha) \cdot \frac{h_i}{h_i + h_e} \quad (4-2)$$

$$= \tau_e(\alpha) + (1 - \tau_e(\alpha) - \rho_e(\alpha)) \cdot \frac{h_i}{h_i + h_e},$$

$$\tau_e(\alpha) = \frac{\sum_{\lambda=300 \text{ nm}}^{2500 \text{ nm}} S_{\lambda} T(\lambda, \alpha) \Delta\lambda}{\sum_{\lambda=300 \text{ nm}}^{2500 \text{ nm}} S_{\lambda} \Delta\lambda}, \quad (4-3)$$

$$\rho_e(\alpha) = \frac{\sum_{\lambda=300 \text{ nm}}^{2500 \text{ nm}} S_{\lambda} R(\lambda, \alpha) \Delta\lambda}{\sum_{\lambda=300 \text{ nm}}^{2500 \text{ nm}} S_{\lambda} \Delta\lambda}, \quad (4-4)$$

donde τ_e es la transmitancia solar directa, la cual representa la fracción de irradiancia solar incidente que atraviesa el acristalamiento, q_i es el factor de transferencia de calor secundario hacia el interior, h_i, h_e son, respectivamente los coeficientes de transferencia de calor superficiales interno y externo de la muestra, $\alpha_e(\alpha)$ es la absortancia solar, $\rho_e(\alpha)$ es la reflectancia solar, y S_{λ} la distribución espectral relativa de la irradiancia solar para una masa de aire de 1.0, AM1.0G.

El factor solar se ve afectado por el estado de operación del módulo fotovoltaico. Su primera componente, basada en la transmitancia solar directa y la absortancia solar, es puramente óptica. Sin embargo, la segunda componente del factor solar, o factor de transferencia de calor secundario hacia el interior, tiene un carácter térmico que se tendrá en cuenta en el capítulo siguiente. La reemisión en forma de calor de la totalidad de la radiación solar absorbida es dependiente de la existencia o no de otros mecanismos de transformación energética (por ejemplo, el fotovoltaico en energía eléctrica).

Como constantes prefijadas de los vidrios que forman parte de los laminados fotovoltaicos, se ha considerado que son vidrios sodocálcicos con emisividad corregida, conforme a la Norma EN 12898:2001 [30] de $\varepsilon_i = 0.837$, y que por las condiciones de contorno que se les suponen las de referencia en la Norma EN 410:2011 [7] los coeficientes de transferencia térmica del vidrio fotovoltaico hacia el interior y el exterior del edificio son $h_i = 7.7 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{K}^{-1}$ y $h_e = 25 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{K}^{-1}$. Sin embargo, estos coeficientes de transferencia de calor superficiales dependen de las condiciones térmicas de las superficies y del ambiente circundante, por lo que no tienen por qué seguir siendo válidos en el caso de laminados fotovoltaicos.

Otros parámetros de interés que han sido tomados en consideración en este estudio de caracterización son: la reflectancia luminosa $\rho_v(\alpha)$, el índice general de reproducción de color R_a , el coeficiente de sombreado SC , y la transmitancia ultravioleta τ_{UV} .

La reflectancia luminosa $\rho_v(\alpha)$ representa la fracción de luz incidente que proviniendo de un iluminante estándar D65, con espectro similar al de la luz natural, se refleja sobre el acristalamiento y es percibida por el observador fotópico estándar:

$$\rho_v(\alpha) = \frac{\sum_{\lambda=380 \text{ nm}}^{780 \text{ nm}} D_{\lambda}^{\text{D65}} R(\lambda, \alpha) v(\lambda) \Delta\lambda}{\sum_{\lambda=380 \text{ nm}}^{780 \text{ nm}} D_{\lambda}^{\text{D65}} v(\lambda) \Delta\lambda}. \quad (4-5)$$

El índice general de reproducción de color, R_a , es el parámetro característico de la reproducción del espectro óptico a través del acristalamiento, es decir, la precisión en la reproducción de los colores. Su cálculo explícito se describe en detalle en la referencia [8]:

$$R_a = \frac{1}{8} \sum_{i=1}^8 R_i \leftrightarrow R_i = 100 - 4.6 \cdot \Delta_i, \quad (4-6)$$

$$\Delta_i = \sqrt{(U_{t,i}^* - U_{r,i}^*)^2 + (V_{t,i}^* - V_{r,i}^*)^2 + (W_{t,i}^* - W_{r,i}^*)^2}, \quad (4-7)$$

donde Δ_i es la distorsión total de cada color referencia al ser iluminado a través del acristalamiento, y los vectores $(U_{t,i}^*, V_{t,i}^*, W_{t,i}^*)$; $(U_{r,i}^*, V_{r,i}^*, W_{r,i}^*)$ son las coordenadas cromáticas del espacio de color CIE 1964, para la reflexión generada por cada uno de los colores de referencia ($i = 1, \dots, 8$). En estas expresiones, los subíndices t, r se refieren a con y sin acristalamiento interpuesto, respectivamente.

El coeficiente de sombreado SC , compara el factor solar g del acristalamiento ensayado y el de un vidrio flotado estándar de entre 3 mm y 4 mm de espesor, con el que se toma como referencia por convenio:

$$SC(\alpha) = \frac{g(\alpha)}{0.87}. \quad (4-8)$$

La transmitancia al ultravioleta del acristalamiento, τ_{UV} , representa la fracción de irradiancia solar en el intervalo UV (280 nm – 380 nm), cuya distribución espectral relativa está dada por U_λ en la referencia [7], y que atraviesa el acristalamiento:

$$\tau_{UV}(\alpha) = \frac{\sum_{\lambda=280 \text{ nm}}^{380 \text{ nm}} U_\lambda T(\lambda, \alpha) \Delta\lambda}{\sum_{\lambda=280 \text{ nm}}^{380 \text{ nm}} U_\lambda \Delta\lambda}. \quad (4-9)$$

Más allá de éstos, existen otros parámetros característicos del acristalamiento, no incluidos en la Norma EN 410:2011 [7], que deberían ser tenidos en cuenta para una caracterización más completa del comportamiento óptico del mismo. Uno de ellos es la reflectancia luminosa trasera, la cual no solo está relacionada con el aspecto estético del acristalamiento en su lado interno al edificio, sino también con su interacción con la iluminación interior y la posibilidad de generar deslumbramientos o pérdida de confort visual. En el caso del vidrio laminado fotovoltaico, esta reflectancia podría ser significativa debido a los contactos traseros metálicos de las células solares fotovoltaicas. Para tratar de evaluar de forma adecuada este aspecto, se ha propuesto la siguiente definición para la reflectancia luminosa trasera: fracción de luz incidente que proviniendo de un iluminante estándar interior (iluminación artificial), se refleja sobre el acristalamiento y es percibida por el observador fotópico estándar. Como iluminantes estándar interiores, se han considerado tanto el iluminante D65 (luz natural) como el iluminante F2 (luz fluorescente convencional estándar):

$$\rho_{v,Trasera}^{D65}(\alpha) = \frac{\sum_{\lambda=380 \text{ nm}}^{780 \text{ nm}} D_\lambda^{D65} R_{Trasera}(\lambda, \alpha) v(\lambda) \Delta\lambda}{\sum_{\lambda=380 \text{ nm}}^{780 \text{ nm}} D_\lambda^{D65} v(\lambda) \Delta\lambda}, \quad (4-10)$$

$$\rho_{v,Trasera}^{F2}(\alpha) = \frac{\sum_{\lambda=380 \text{ nm}}^{780 \text{ nm}} D_\lambda^{F2} R_{Trasera}(\lambda, \alpha) v(\lambda) \Delta\lambda}{\sum_{\lambda=380 \text{ nm}}^{780 \text{ nm}} D_\lambda^{F2} v(\lambda) \Delta\lambda}. \quad (4-11)$$

Otro parámetro considerado, que es ampliamente utilizado en la industria del vidrio, es el índice de selectividad, S , que da idea de la relación entre la transmitancia en el visible y la transmitancia solar total, de forma que un índice de selectividad elevado indica una buena capacidad para transmitir luz natural sin incrementar significativamente la carga térmica en el edificio.

$$S(\alpha) = \frac{\tau_V(\alpha)}{g(\alpha)}. \quad (4-12)$$

4.1.2 Las características ópticas de los módulos FV

Las principales características ópticas que se demandan a un vidrio para edificación atañen al comportamiento lumínico y de ganancia solar [1][2][7]. Se busca un buen compromiso entre el aprovechamiento de la luz natural con la ganancia de calor que ello pueda suponer. Este compromiso, además, es estacional: en invierno, el calor proporcionado por la radiación solar será adecuado para reducir la carga de climatización, mientras que durante los meses de verano, se buscará optimizar el uso de luz natural, pero tratando de reducir la carga térmica que implique la exposición a la radiación solar [21]. Los parámetros que determinan de una forma más clara estas situaciones son la transmitancia luminosa, el factor solar, y la selectividad.

Desde el punto de vista fotovoltaico, la reflectancia y la transmitancia en el intervalo de respuesta espectral del módulo van a condicionar el posible aprovechamiento de irradiancia convertible en electricidad. En este sentido, una transmitancia mayor para aprovechamiento lumínico reducirá la producción de electricidad. Por su parte, la reflectancia causará un efecto similar y perjudicará el aprovechamiento de la radiación. Por lo tanto, se buscará un compromiso entre aprovechamiento luminoso, baja pérdida por reflectancia, y una disminución de la ganancia de calor solar mediante transformación en electricidad de parte de la radiación absorbida en el módulo (en invierno para aprovechar la generación y el calor desprendido por el módulo, en verano, fundamentalmente para una mayor generación y una evacuación del calor generado en el módulo de la mejor forma posible).

4.1.3 Las características eléctricas de los módulos FV

Las principales características eléctricas de los módulos fotovoltaicos se obtienen a partir de la curva característica I-V y son:

- ❖ La corriente de cortocircuito, I_{SC} , máxima corriente que genera el dispositivo.
- ❖ El voltaje de circuito abierto, V_{OC} , máximo voltaje que alcanza el dispositivo.
- ❖ La potencia máxima, P_m , máxima potencia que genera el dispositivo.
- ❖ La corriente en el punto de potencia máxima, I_m ,
- ❖ El voltaje en el punto de potencia máxima, V_m ,
- ❖ El factor de forma, FF , cociente entre la máxima densidad de potencia y el producto $V_{OC} \times I_{SC}$, y que da idea de la calidad del dispositivo:

$$FF[\%] = \frac{P_m}{V_{OC} \cdot I_{SC}} \quad (4-13)$$

- ❖ La eficiencia, η , porcentaje que supone la densidad de potencia máxima generada por el dispositivo frente a la irradiancia recibida. La eficiencia es en gran parte dependiente del material fotovoltaico de fabricación de los módulos.

$$\eta[\%] = \frac{P_m}{G \cdot A} \quad (4-14)$$

Los parámetros eléctricos arriba descritos dependen fundamentalmente de la irradiancia y de la temperatura. En particular, la corriente fotogenerada es proporcional a la irradiancia recibida, como prácticamente lo es la potencia, pues la tensión tiene una dependencia logarítmica con la irradiancia.

En cuanto a la temperatura, aunque la intensidad de corriente aumente ligeramente con ella, la tensión disminuye de forma inversamente proporcional a su incremento. Consecuentemente, la potencia también disminuye proporcionalmente al incremento de la temperatura. Se definen tres coeficientes de temperatura, α , β , γ , que representan la variación de I_{SC} , V_{OC} y P_m , respectivamente, con la temperatura de la célula, T_c :

$$V_{OC}(G, T_c) = V_{OC}(CEM) - \beta(T_c(^{\circ}C) - 25) \quad (4-15)$$

$$I_{SC}(G, T_c) = I_{SC}(CEM) + \alpha(T_c(^{\circ}C) - 25) \quad (4-16)$$

$$P_m(G, T_c) = V_{OC}(CEM) - \gamma(T_c(^{\circ}C) - 25) \quad (4-17)$$

Aunque los valores de estos coeficientes no dependen de las condiciones de trabajo de los módulos fotovoltaicos, y por tanto de si están integrados o no en los edificios, los efectos que tengan en cada uno de los parámetros eléctricos si serán en general mayores en los casos de integración arquitectónica.

Existen dos conjuntos típicos de condiciones de contorno en las que se suelen expresar los parámetros de la curva I-V:

- Condiciones estándar de medida (CEM, o *STC* por *Standard Test Conditions*): $1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ de irradiancia normal a la superficie del módulo con una distribución espectral AM 1.5G y 25°C de temperatura de célula.
- Condiciones nominales de operación: Irradiancia $G=800 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$, $1 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ de velocidad del viento y temperatura ambiente $T_a=20^{\circ}\text{C}$. Cuando se dan tales condiciones de contorno la célula adquiere una temperatura característica de cada tecnología, llamada temperatura de operación nominal de la célula (TONC).

Existe una relación empírica de uso extendido, y que está recogida en la normativa de homologación de módulos, que relaciona la temperatura de operación de la célula, al estar el módulo bajo una irradiancia G y a una temperatura ambiente T_a , con la TONC:

$$T_c = T_a + \frac{TONC(^{\circ}C) - 20}{800} \times G(\text{W}/\text{m}^2) \quad (4-18)$$

Esta ecuación es muy útil, ya que permite conocer a qué temperatura se encuentra la célula, conocidas la irradiancia y la temperatura ambiente y, por tanto, estimar los valores de los parámetros característicos en esas condiciones de trabajo.

Realmente la temperatura TONC depende a su vez de las condiciones de ventilación y posición del módulo fotovoltaico, limitándose las normas existentes a las condiciones de trabajo habituales de las plantas fotovoltaicas. En este trabajo de tesis se han tenido en cuenta temperaturas más realistas de los módulos integrados en edificios, basadas en trabajos experimentales realizados en el laboratorio de la Unidad de Energía Solar Fotovoltaica del CIEMAT [22].

4.2 Descripción de las muestras

Se ha seleccionado para el estudio un grupo de muestras representativas de las distintas tecnologías fotovoltaicas actuales existentes en el mercado aptas para integración en edificios. Son módulos fotovoltaicos y células solares de tecnología equivalente (mini módulo similar en todas sus características al módulo fotovoltaico correspondiente, pero de pequeño tamaño, y que contiene sólo una célula activa), algunos fabricados a medida, de diversas tecnologías de célula y procedentes de varios fabricantes. Muchos de ellos han sido adquiridos dentro del marco del proyecto OMEGA-CM de la Comunidad de Madrid.

Las tecnologías consideradas son: silicio cristalino, tanto monocristalino (Almaden y Yingli) como multicristalino (Atersa, Tessag Solar, Scheuten Solar, AEG Telefunken y Sunways) y, entre las de lámina delgada, silicio amorfo (Soliker y ONYX Solar), telururo de cadmio (First Solar), CdTe y diseleniuro de cobre-indio (Würth Solar), CIS. En general, todas presentan un cierto grado de translucidez, salvo en el caso del CdTe y CIS, que son opacas. Todos tienen una estructura laminada con un vidrio como cubierta delantera, y otro vidrio o PVF (*Tedlar*) como cubierta trasera. El Anexo I contiene la descripción completa de todos los módulos considerados en este estudio.

4.3 Metodología y montaje experimental para la caracterización óptica

La caracterización óptica propuesta para módulos semitransparentes destinados a su integración en edificios toma como punto de partida las normas de ensayo de elementos acristalados para la edificación. En particular, se ha considerado que la Norma EN 410 [7] recoge gran parte de los parámetros necesarios para una caracterización óptica completa. Ella va complementada por algunas otras, como son: [8][9][10], para los aspectos de colorimetría. También se han tenido en cuenta las recomendaciones que se dan en esta norma respecto de la medida de la influencia del ángulo de incidencia de la radiación en las propiedades ópticas.

La metodología propuesta para el ensayo de las características ópticas de los módulos se basa en la obtención de los parámetros característicos a partir de la medida de las curvas de transmitancia y reflectancia espectrales. Estas curvas se han medido con un haz de radiación colimado perpendicular a las superficies (espectrofotómetro). En el caso de los módulos de Soliker-Unisolar, se disponía de muestras de menor tamaño, lo que ha posibilitado medir la reflectancia y la transmitancia a diferentes ángulos de incidencia.

El procedimiento experimental consta de los siguientes pasos:

- ❖ Medida de la reflectancia y de la transmitancia espectrales, tanto de la cara delantera como de la trasera. De dichas propiedades espectrales se miden separadamente las componentes hemisférica y difusa. En los casos en que la muestra lo permitía, también se han medido la reflectancia y la transmitancia espectrales direccionales bajo diferentes ángulos de incidencia. En estos casos, las medidas se restringieron a la cara delantera o activa de los módulos.
- ❖ Cálculo de las características luminosas y solares: Los factores de reflexión y transmisión luminosa (ρ_V , $\rho_{V,Trasera}^{D65}$, $\rho_{V,Trasera}^{F2}$, τ_V), el índice general de reproducción del color (R_a), los factores de reflexión y transmisión directa de la energía solar (ρ_e , τ_e),

el factor de transmisión total de la energía solar o factor solar (g), el coeficiente de sombreado (SC), la selectividad (S), y el factor de transmisión del ultravioleta (τ_{UV}).

4.3.1 Medida de las curvas de reflectancia y transmitancia espectrales

Los ensayos se han realizado con un espectrofotómetro *Perkin Elmer® Lambda 900 UV/Vis/NIR Spectrometer* [23][24] dotado de una esfera integradora *LabSphere® 150 mm Integrating Sphere*, [25], con recubrimiento de *Spectralon®*, de forma que el diámetro efectivo de captación de los detectores sea el equivalente al de los puertos de entrada de la radiación (1 pulgada/25.4 mm en este caso) en la esfera. El intervalo de longitudes de onda considerado en los ensayos ha sido de [250, 2500] nm (Figura 4-1).

Las medidas de reflectancia y transmitancia espectrales direccionales se realizaron con el mismo equipo, pero incorporando en el compartimento de las muestras un sistema complementario denominado *Directional Reflectance/Transmittance set*, que ha sido desarrollado por el instituto de investigación holandés *TNO Institute of Applied Physics* en el marco del proyecto europeo *ALTSET (Angular Light and Total Solar Energy Transmittance)* [26]. El equipo completo se puede ver en la Figura 4-1. La precisión del instrumento a la hora de fijar la longitud de onda es ± 0.08 nm (UV/Vis) y ± 0.32 nm (NIR). Por otro lado, la precisión fotométrica de este equipo es de transmitancia $\pm 0.08\%$ para absorbancia igual a 1 y transmisión $\pm 0.05\%$ para absorbancia igual a 0.5 (medidas realizadas con filtros NIST (NBS) 930).



Figura 4-1 : Perkin Elmer® Lambda 900 equipado con la esfera integradora LabSphere® 150 mm, y el accesorio TNO Directional R/T set.

Las medidas realizadas a ángulos de incidencia oblicuos se realizaron dentro de los intervalos $0^\circ - 75^\circ$ en el caso de medidas de transmitancia y $32^\circ - 72^\circ$ en las de reflectancia, todas con una precisión en la determinación del ángulo inferior a 0.08° . El fabricante recomienda una corrección al efecto de los ángulos sobre las medidas mediante el promediado de resultados, de la secuencia de medidas para la muestra, denotada por u y el espejo de referencia, denotado por m , para ángulos ‘positivos’ y ‘negativos’, lo cual también ha de corregir otros errores sistemáticos. También se han realizado medidas separadas para polarizaciones ‘p’ y ‘s’ lo cual ha permitido el cálculo de estas propiedades de transmitancia y reflectancia para luz natural no polarizada para los distintos ángulos de incidencia considerados.

$$\{T_{+\theta,p}^u; T_{+\theta,s}^u; T_{Ref,p}^u; T_{Ref,s}^u; T_{-\theta,p}^u; T_{-\theta,s}^u\}; \quad (4-19)$$

$$\begin{aligned}
T_{\theta,p}^u &= \frac{T_{+\theta,p}^u + T_{-\theta,p}^u}{2 T_{Ref,p}^u}, T_{\theta,s}^u = \frac{T_{+\theta,s}^u + T_{-\theta,s}^u}{2 T_{Ref,s}^u}, T_{\theta}^u = \frac{T_{\theta,p}^u + T_{\theta,s}^u}{2}, \\
&\{R_{+\theta,p}^i; R_{+\theta,s}^i; R_{Ref}^i; R_{-\theta,p}^i; R_{-\theta,s}^i\}_{i=u,m}; \\
\left\{ R_{\theta,j}^u = \frac{1}{2} \cdot \left[\frac{R_{+\theta,j}^u / R_{Ref}^u}{R_{+\theta,j}^m / R_{Ref}^m} + \frac{R_{-\theta,j}^u / R_{Ref}^u}{R_{-\theta,j}^m / R_{Ref}^m} \right] \cdot C R_{\theta,j}^m \right\}_{j=p,s}; \\
R_{\theta}^u &= \frac{R_{\theta,p}^u + R_{\theta,s}^u}{2}.
\end{aligned} \tag{4-20}$$

Esta metodología de reducción de incertidumbre en las propiedades espectrales de transmitancia y reflectancia se ha adoptado también para las medidas hemisféricas y de luz difusa a incidencia normal. Así, estas propiedades para la muestra, denotada por u , se han obtenido mediante promedio sobre una secuencia de medidas en posiciones horizontal y vertical del módulo fotovoltaico (h , v) y dos regiones arbitrarias de la muestra (a , b), corrigiendo las mismas con medidas de referencia hechas a la vez:

$$\begin{aligned}
&\{P_{h,a}^u; P_{v,a}^u; P_{Ref,a}^u; P_{v,b}^u; P_{h,b}^u; P_{Ref,b}^u\}; \\
\left\{ P_h^u = \frac{P_{h,a}^u + P_{h,b}^u}{2 P_{Ref,a}^u}, P_v^u = \frac{P_{v,a}^u + P_{v,b}^u}{2 P_{Ref,b}^u}, P^u = \frac{P_h^u + P_v^u}{2} \right\}_{P=T,R},
\end{aligned} \tag{4-21}$$

donde P representa la propiedad espectral: transmitancia T o reflectancia R .

Con todo, la incertidumbre total de las medidas obtenidas con estas muestras, típicamente tendrá un valor del orden entre el 0.2% y 1%, dependiendo de la longitud de onda, del ángulo de incidencia y de la polarización. Esta estimación se ha considerado como el límite superior de la incertidumbre, puesto que se corresponde con una medida de reflectancia direccional angular.

Las condiciones explícitas de operación del equipo utilizadas para la determinación de la transmitancia y la reflectancia espectrales totales son, respectivamente:

- ❖ Intervalo de longitud de onda entre registro de datos: 5 nm
- ❖ Escala de integración: 0.48 s (UV/Vis) / 0.68 s (NIR)
- ❖ Abertura: 4nm (UV/Vis) / Servo (NIR)
- ❖ Velocidad de muestreo: 406.22 nm/min(UV/Vis/NIR)
- ❖ Ganancia: Auto (UV/Vis) / 4 (NIR)
- ❖ Cambio de monocromador y de detector: 860.8 nm
- ❖ Cambio de lámpara: 319.2 nm
- ❖ Despolarizador de haz común (CB-Depolarizer): activado

4.4 Metodología y montaje experimental para la caracterización eléctrica

El comportamiento eléctrico de los módulos fotovoltaicos se caracteriza en gran parte a partir de la medida de su curva característica corriente-tensión. Se han tenido en cuenta las normas para medir dicha curva, dada por los documentos IEC 60904-1:2005 [49], IEC 60904-9:2007 [28], y la norma para corregirla a cualquier condición de operación, IEC 60891:2009 [29].

Las medidas eléctricas de los módulos FV se realizaron con un simulador solar de *flash* dotado de un sistema de trazado de curvas corriente – tensión mediante carga electrónica y un programa asociado (Figura 4-2).

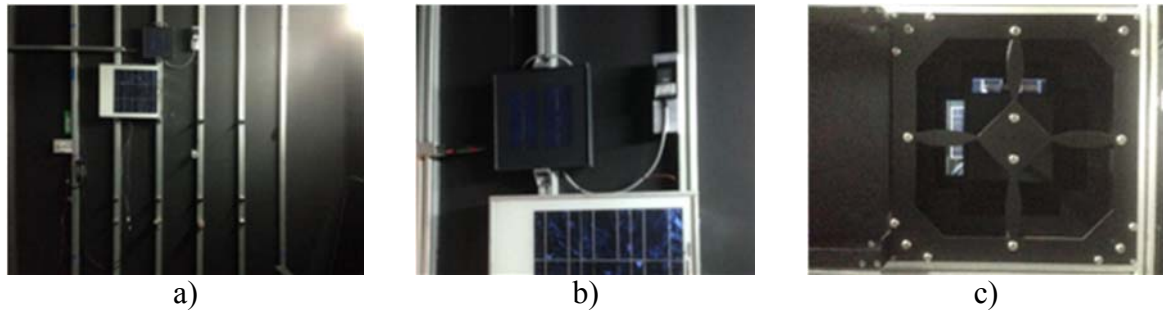


Figura 4-2 : Fotografías del simulador flash del Laboratorio de Energía Solar del CIEMAT. a) Soportes para el módulo en ensayo. b) Detalle de la célula de referencia de tecnología equivalente. c) Sistema de colimación del simulador.

Las características del simulador solar [30] se describen a continuación:

1. Tipo de simulador: simulador solar tipo “flash” de gran área.
2. Clase del simulador: A+, A+, A+, [28].
3. Lámparas: dos lámparas de Xenón con filtros interferenciales.
4. Distancia entre foco y módulo FV: 5 m.
5. Área de medida: 2 m x 2 m.
6. Tiempos de medida: 40 μ s por punto, 250 puntos/flash (máximo), tiempo efectivo de *flash*: 10 ms.
7. Intervalos de medida en tensión: 300 V (0.7 V, 1.0 V, 3.0 V, 10.0 V, 30.0 V, 100.0 V, 300.0 V).
8. Intervalos de medida en corriente: 30 A (0.1 A, 0.3 A, 1.0 A, 3.0 A, 10.0 A, 30.0 A).
9. Intervalos de medida en irradiancia: 100 W/m² \rightarrow 1200 W/m². Sistema de máscaras (100 W/m², 200 W/m², 400 W/m², 700 W/m²); en cada intervalo, ajuste de la irradiancia de medida por *software*.
10. Intervalos de medida en temperatura: 15 °C – 30 °C (climatización interior), 0 °C – 85 °C (aclimatación en cámara climática).
11. Modos de medida: directo ($I_{sc} \rightarrow V_{oc}$)/inverso ($V_{oc} \rightarrow I_{sc}$); único *flash/flash* múltiple, corrección [29] (Proc. #1).
12. Sistema de iluminación: acumulador de carga por batería de condensadores. Actuador del nivel de irradiancia: limitador de corriente de vertido sobre las lámparas. Control y estabilización del pulso de luz: lazo de realimentación de señal entre la célula de referencia (diferencia medida vs. consigna) y el limitador de corriente de vertido.
13. Sistema de trazado [49] mediante carga electrónica: rampa de tensión DC (creciente/decreciente) en bornes del módulo, según valores extremos definidos por el usuario, medida simultánea de tensión y corriente.
14. Repetitividad de las medidas: $<\pm 0.1\%$ (I_{sc}), $<\pm 0.05\%$ (V_{oc}), $<\pm 0.2$ (P_m). Incertidumbre máxima combinada (extendida $k = 2$) en $P_{m\acute{a}x}$: 2.2 % (calibración de la

irradiancia, medidas eléctricas, medida de temperatura, acople espectral, uniformidad de iluminación).

La corrección de las curvas a condiciones estándar de operación (o a cualquier otra de interés) se lleva a cabo mediante los cálculos descritos en la norma IEC 60891:2010 [29]. Otra corrección que se ha incluido es la debida al desacoplo espectral según la Norma IEC 60904-7:2008 [31], que describe el proceso de cálculo de dicho factor en dos situaciones, la de desacoplo entre el espectro de la irradiancia usada en la medición respecto del espectro de referencia, y la del desacoplo de la respuesta espectral del dispositivo de referencia respecto del dispositivo bajo ensayo. En este trabajo se han tomado en consideración módulos de lámina delgada. Debido a que el sistema de trazado asociado al simulador solar corrige las curvas con el nivel de irradiancia medido por una célula de referencia de tecnología equivalente de silicio cristalino, se han tenido que corregir las curvas obtenidas con un factor de desacoplo espectral del segundo tipo, utilizando los factores espectrales de corrección medidos por el personal del Laboratorio conforme a dicha norma [31].

Para obtener los coeficientes de temperatura, ecuaciones (4-15) a (4-17), en condiciones estándar se ha seguido el siguiente método basado en las normas IEC 61215:2005 [45], e IEC 60891:2009 [29]:

En un día despejado y con irradiancia superior a 800 W/m² se montan en la misma estructura el módulo FV y la célula de referencia. El módulo lleva adheridos en su cara posterior un mínimo de tres termopares para determinar la temperatura media de operación de las células, y está inicialmente protegido de la radiación solar con una lona. Tras destapar el módulo, se obtiene la curva IV con un trazador de curvas de forma inmediata. Según va subiendo la temperatura del módulo, se va midiendo sucesivamente la curva corriente-tensión, aproximadamente cada 5 °C hasta su estabilización.

Con los datos obtenidos, se calcula la irradiancia solar media en el tiempo de medidas, y se corrige cada valor de I_{sc} y de P_m a esta irradiancia media. Los coeficientes de temperatura se obtienen de las pendientes de las rectas de ajuste por mínimos cuadrados de los valores I_{sc} , V_{oc} y P_m de las curvas respecto a las temperaturas medidas. Estas pendientes se corresponden con los valores de α , β , γ de las curvas respectivamente.

4.5 Resultados de caracterización óptica

Las medidas de la transmitancia y de la reflectancia espectrales en el intervalo solar (250 nm – 2500 nm) se muestran gráficamente en las siguientes figuras. Posteriormente se calculan los parámetros característicos y se discuten los resultados y los factores de influencia sobre ellos [33][34].

4.5.1 Las curvas de transmitancia de los módulos de silicio cristalino

La transmitancia en los módulos de silicio cristalino se debe al paso de radiación a través de los espacios entre células. Además, en el caso particular de la célula de tecnología equivalente de Sunways, la célula deja pasar también luz a su través, por estar microperforada.

Entre los módulos de silicio multicristalino (Figura 4-4) se distinguen tres casos particulares: un módulo envejecido (mcSi_c), uno traslúcido con su cubierta trasera de

Tedlar blanco (OCM-AT2) y un modelo de célula perforada semitransparente encapsulada. En el primero, la degradación del encapsulante (amarilleamiento) lo hace menos transparente a las longitudes de onda del visible más cortas. El resto de propiedades las mantiene inalteradas. La transmitancia en el módulo traslúcido es baja (entre un 40 % y un 60 %, respecto a la del módulo equivalente semitransparente). La transmitancia de la célula perforada es similar, pero transmite peor las longitudes de onda corta (UV/Vis e inicio del NIR).

Las curvas de transmitancia espectral mostradas en la Figura 4-3 y la Figura 4-4 presentan muchas similitudes en cuanto a su forma. Los vidrios son opacos, o prácticamente opacos, en la región ultravioleta (*UV*) (hasta 350 – 380 nm), tienen valores estables con un máximo centrado sobre los 550 nm, que es la longitud de onda a la que es más sensible el ojo humano, en la región visible (*Vis*), y presentan cinco picos de absorción debidos a los materiales constituyentes, en la región del infrarrojo cercano (*NIR*): en 1195 nm, 1440 nm, 1710 nm y 1750 nm (doble), y 2085 nm (debido al encapsulante, PVB, polivinil butiral); y en 1220 nm, 1420 nm, 1740 nm y 1770 nm (doble), y 2150 nm (debido al encapsulante EVA, etil-vinil-acetato). Su decrecimiento después del último mínimo depende del encapsulante, siendo en dos pasos en el caso del encapsulado con PVB. Finalmente, los módulos transmiten menos del 20 % desde los 2250 nm, siendo la transmitancia en módulos con EVA una función creciente con la longitud de onda, mientras que en módulos con PVB prácticamente se anula.

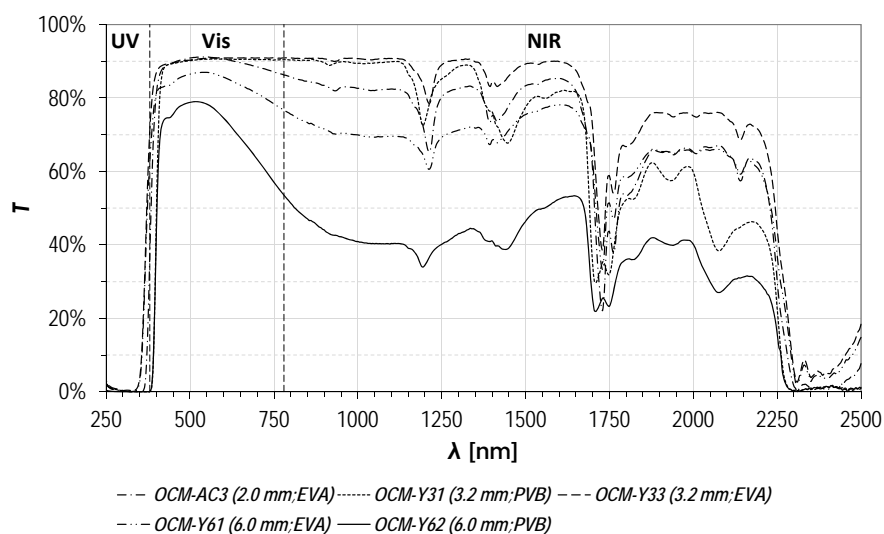


Figura 4-3 : Medidas de transmitancia espectral de módulos de silicio monocristalino. Se consideran únicamente los espacios transparentes entre células, puesto que éstas son opacas a todos los efectos.

Una excepción en el comportamiento de la transmitancia en el ultravioleta (*UV*) se da en el mini-módulo mcSi_a, cuya transmitancia crece paulatinamente en el intervalo 300 nm – 380 nm, a diferencia de lo que sucede con el resto de muestras con encapsulante de PVB.

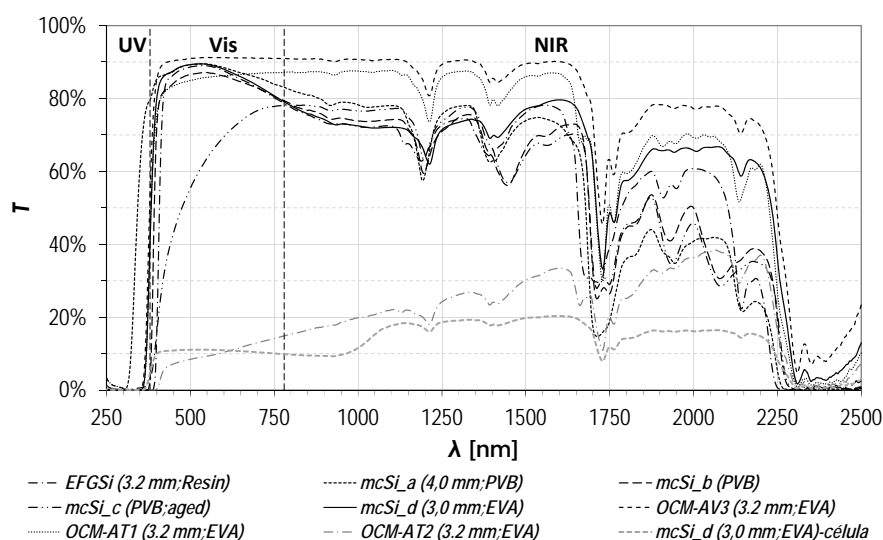


Figura 4-4 : Medidas de transmitancia espectral de módulos de silicio multicristalino, multi-Si. Se consideran únicamente los espacios transparentes entre células, puesto que éstas son opacas a todos los efectos.

4.5.2 Las curvas de transmitancia de los módulos de lámina delgada

La transmitancia espectral en los módulos de lámina delgada semitransparentes se mide en una región que abarca células y separaciones entre ellas, en una proporción similar a la que existe en la totalidad del módulo.

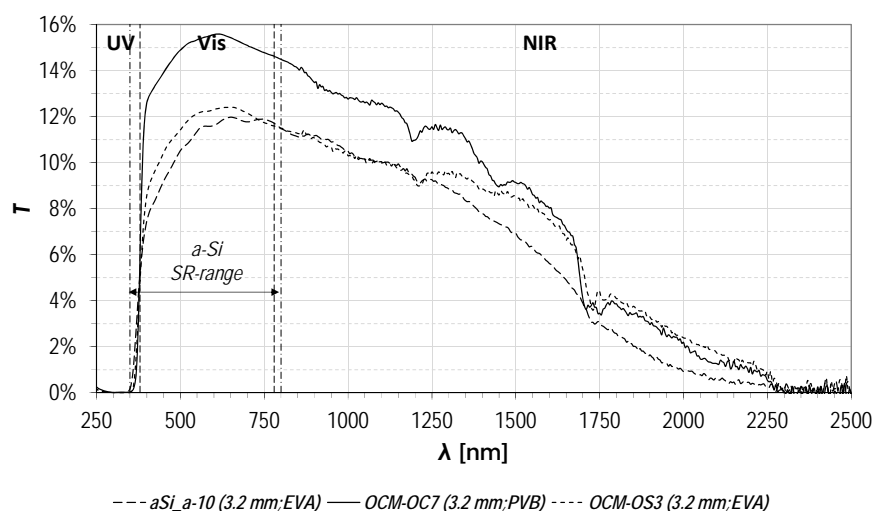


Figura 4-5 : Medidas de transmitancia espectral de módulos de silicio amorfo, a-Si. El módulo es una trama que mezcla espacios con material activo fotovoltaico y espacios transparentes. Se consideran ambos como un todo y la transmitancia se mide globalmente.

Las curvas de transmitancia espectral mostradas en la Figura 4-5, presentan muchas similitudes, en cuanto a su forma, con las obtenidas para las del vidrio de los módulos de silicio cristalino (Figura 4-3 y Figura 4-4). Las dos diferencias fundamentales que se observan son:

- ❖ Sus valores (90 % en 550 nm en el silicio cristalino frente a un 12-15 % en 600 nm en la muestra de silicio amorfo de transparencia 10 %),

- ❖ a partir del valor máximo las curvas de transmitancia espectral de estos módulos decrecen a lo largo de todo el intervalo espectral, a diferencia de lo que sucedía con las de silicio cristalino, las cuales se mantenían próximas al máximo en todo el intervalo de medida.
- ❖ Es claro que la primera diferencia es debida a cómo se considera la semitransparencia en cada caso, mientras que la segunda puede ser debida a la estructura y materiales empleados en cada tecnología.

Así, la conclusión más importante a la que se llega es que el silicio amorfo impide en mayor medida la entrada de radiación NIR hacia el interior del edificio.

4.5.3 Las curvas de reflectancia frontal y trasera

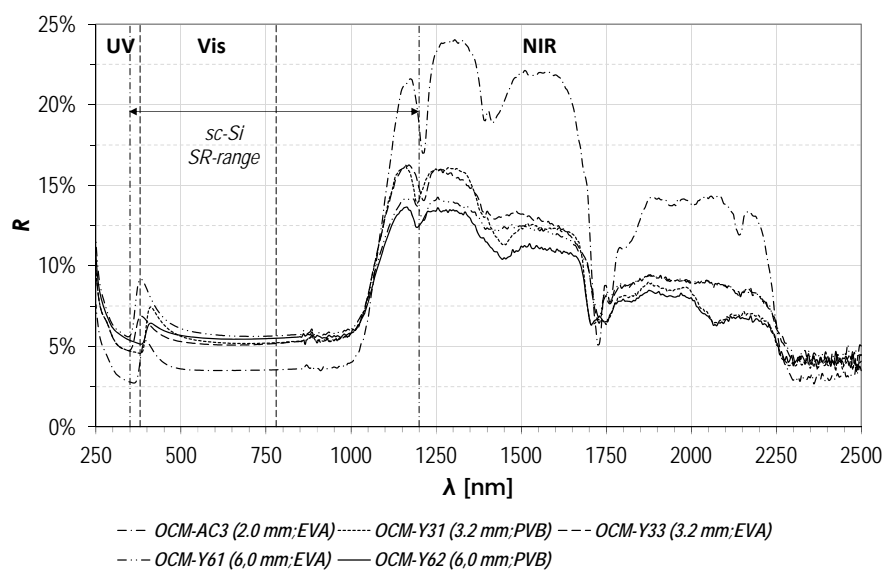
La reflectancia espectral en los módulos de silicio cristalino con encapsulado transparente o translúcido y en el conjunto de células fotovoltaicas opacas elegidas para el estudio (con la excepción del caso del módulo mcSi-d, cuya célula es perforada y, por tanto, es semitransparente) se considera por separado en los espacios transparentes y en los espacios ocupados por células fotovoltaicas, tanto en su cara frontal como en la trasera.

La reflectancia de la región ocupada por las células de silicio cristalino, (Figura 4-6 a) y Figura 4-7 a)) dentro del intervalo de respuesta espectral de la célula (300 nm a 1200 nm), se mantiene en valores bajos, en torno al 5 % y 7.5 % en el multicristalino, entre 500 nm y 1000 nm. En los extremos de dicho intervalo la reflectancia crece hasta el 10 % y el 20 %, respectivamente, en límite inferior, y hasta el 15 % y el 17.5 % en el superior. En el resto del espectro, la reflectancia tiene en general un comportamiento similar al de la transmitancia ya descrita.

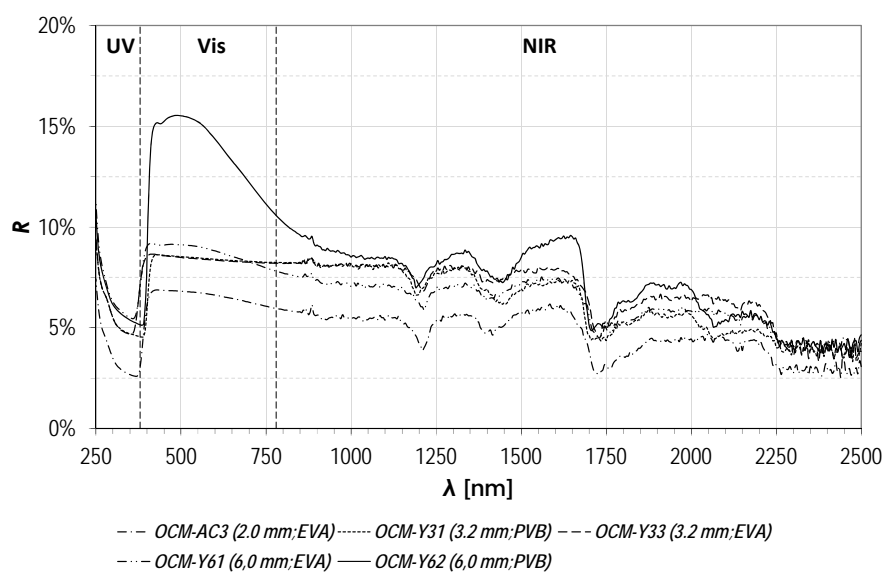
Esta forma de la curva de reflectancia espectral se repite en la cara posterior de los módulos de Yingli (excepto en el que tiene cámara de aire trasera, el OCM-Y62 (Figura 4-6 d), puesto que sus células son bifaciales). El resto de módulos poseen una reflectancia de la cara trasera de la célula de características análogas a las de las curvas de transmitancia espectral, pero con valores de entre el 15 % y el 25 %. El módulo de Yingli con cámara de aire, sin embargo, se queda en unos valores más bajos, más próximo al 10 % - 12 %. Otras excepciones son: la de los módulos cuyas células presentan un contacto posterior realizado con plata evaporada, que muestra una mayor reflectancia en todas las regiones del espectro, particularmente en la zona NIR hasta 1750 nm, de hasta 30 o 35 puntos porcentuales superior, y los que llevan *Tedlar* como protección trasera, que llegan hasta un 55 % de reflectancia en el visible en el caso de *Tedlar* blanco, y 5 puntos superior al caso del vidrio, en el caso del *Tedlar* transparente.

En general, en los espacios transparentes (Figura 4-6 b) y d), Figura 4-7 b) y d)), independientemente del lado, las curvas son similares entre sí (del 6 % al 7.5 % de reflectancia promedio en el intervalo solar), y de características análogas a las de transmitancia. Muestran un comportamiento un poco diferente los módulos con estructura con cámara de aire (mayor reflectancia en el visible, entre el 10 % y el 15 %), con *Tedlar* como protección trasera (mayor reflectancia desde el visible hasta los 1650 nm, hasta 13 % con *Tedlar* transparente y 55 % con *Tedlar* blanco) o el caso particular del módulo envejecido (mayor reflectancia en todo el intervalo solar, entre un 5 % y un 25 % más según la región).

En definitiva, las curvas de reflectancia espectral reproducen en parte la forma de las curvas de transmitancia resultado de atravesar sucesivamente los distintos materiales antes de ser reflejadas.



a)



b)

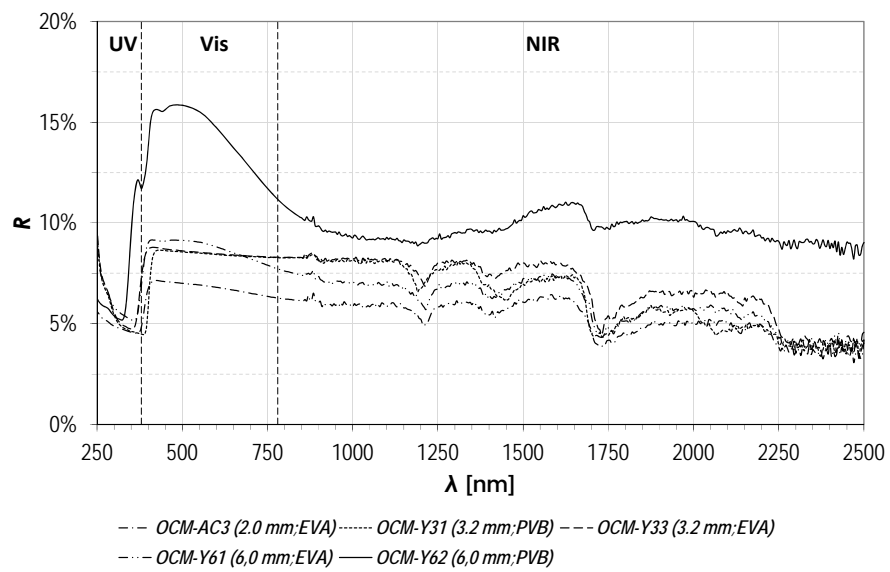
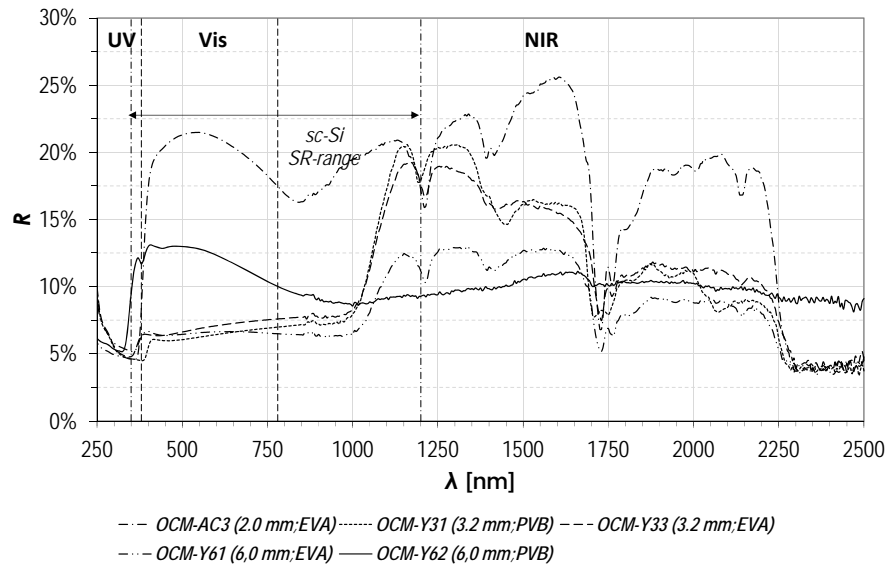
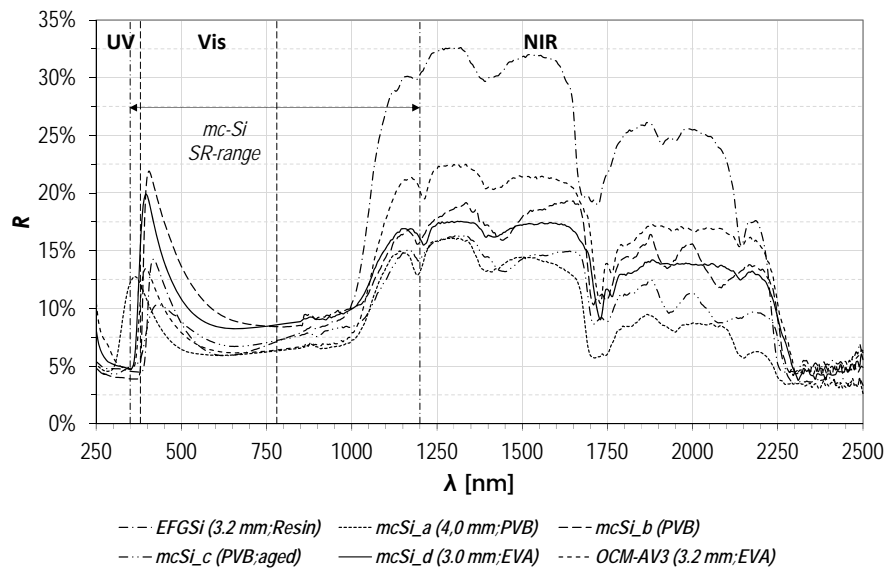
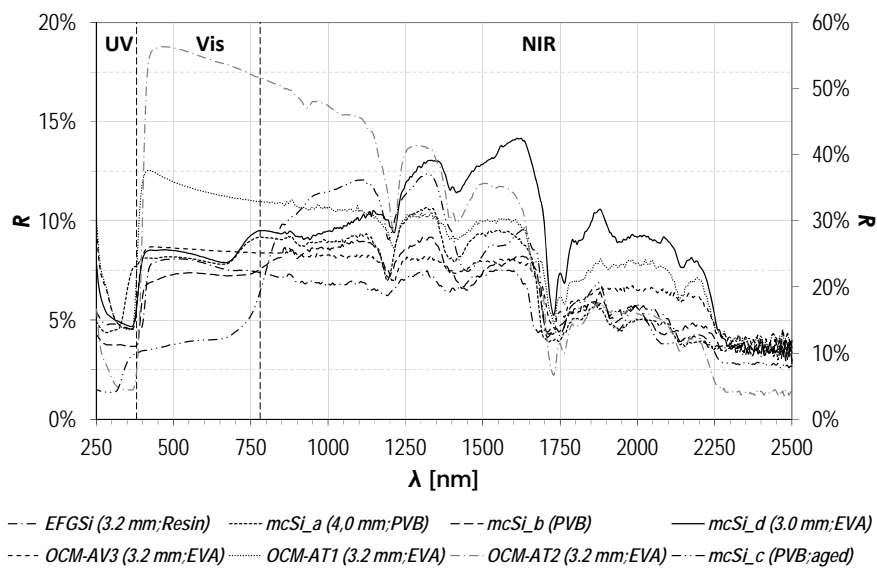


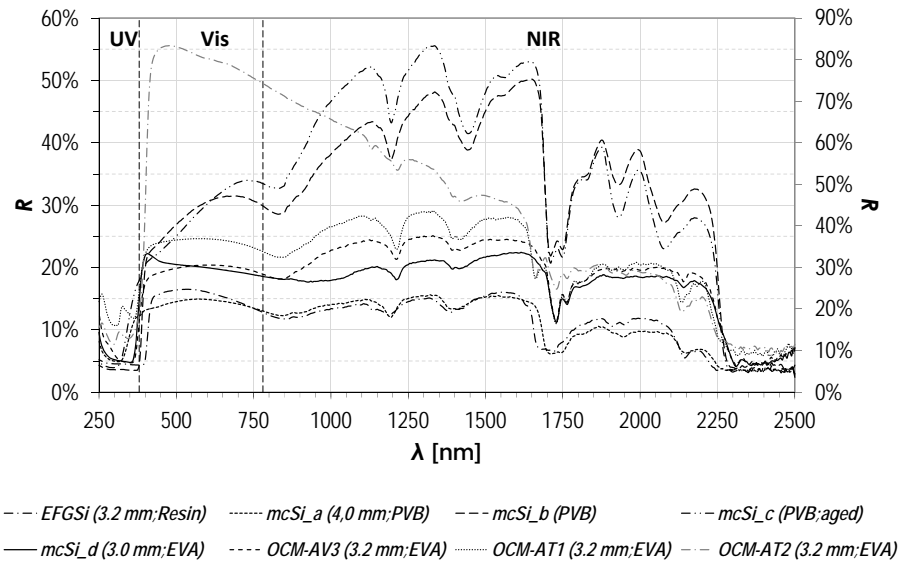
Figura 4-6 : Medidas de reflectancia espectral de módulos de silicio monocristalino, m-Si. Se consideran los espacios ocupados por las células (gráficos a) y c)) y los espacios transparentes entre células (gráficos b) y d)). Los gráficos a) y b) son de la cara delantera y los gráficos c) y d) son de la cara trasera.



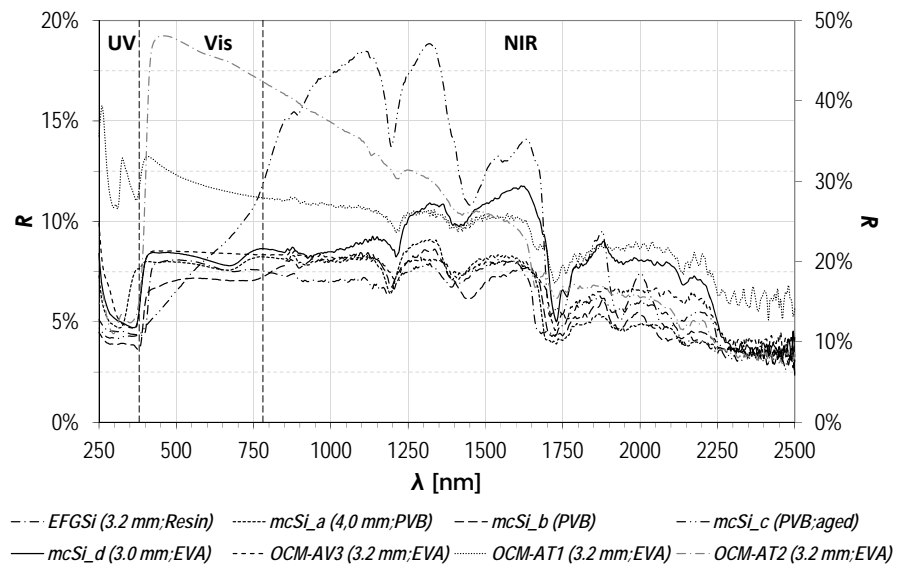
a)



b)



c)



d)

Figura 4-7 : Medidas de reflectancia espectral de módulos de silicio multicristalino, mc-Si. Se consideran los espacios ocupados por las células (gráficos a) y c)) y los espacios transparentes entre células (gráficos b) y d)). Los gráficos a) y b) son de la cara delantera y los gráficos c) y d) son de la cara trasera. Las curvas en color gris están escaladas según el segundo eje de ordenadas situado a la derecha del gráfico.

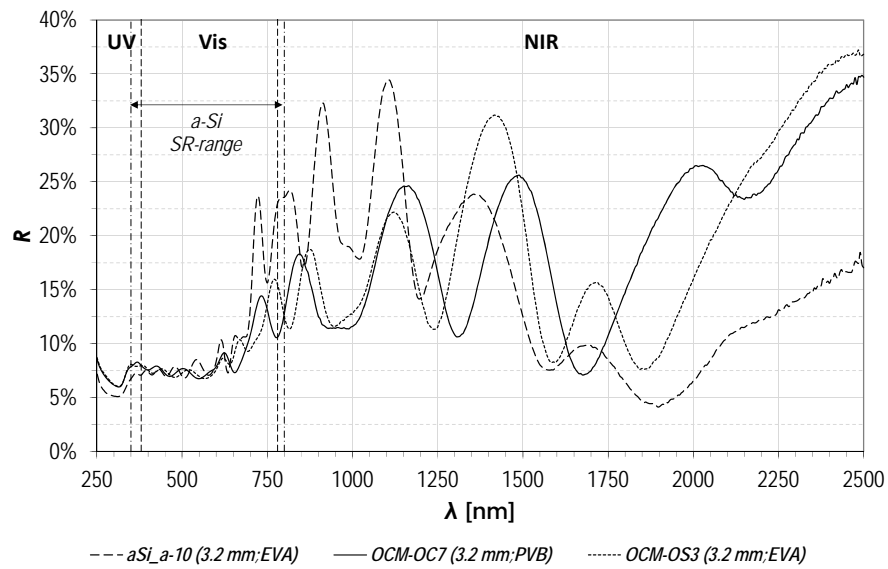
La reflectancia espectral en los módulos de lámina delgada, semitransparentes o no, se considera debida a toda la superficie del módulo, y sólo se distingue entre cara anterior y posterior.

Las curvas de reflectancia espectral de los módulos de silicio amorfo (Figura 4-8), telururo de cadmio (Figura 4-9) y seleniuro de cobre e indio (Figura 4-10) tienen una parte común de valores contenidos en el intervalo entre 6 % y 7.5 % aproximadamente, y que se extiende a lo largo de sus respectivas zonas de respuesta espectral: desde 350 nm hasta 700 nm (a-Si), hasta 900 nm (CdTe), y hasta 1300 nm (CIS). En general, hacia la zona del infrarrojo cercano su valor aumenta (hasta el 25 % en el caso del silicio amorfo, y hasta el 10 % en los otros casos). A partir de ahí, cada tecnología muestra una evolución diferente.

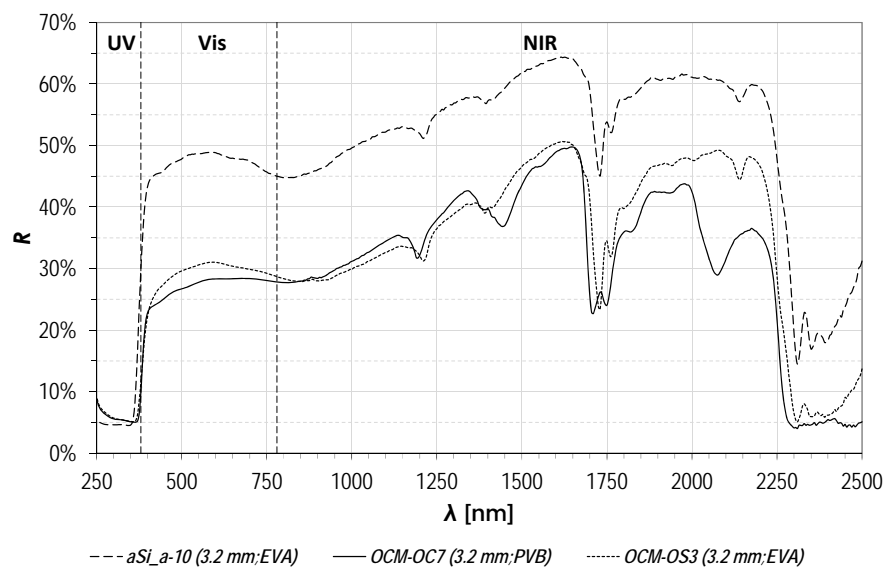
El silicio amorfo presenta oscilaciones de amplitud variable entre el 15 % y el 25 % entre los 700 nm y los 1750 nm, para crecer monótonamente a continuación (hasta alrededor del 35 % en el límite de 2500 nm). El telururo de cadmio crece monótonamente, hasta alcanzar un máximo de reflectancia en torno a 47.5 % casi en el extremo del intervalo solar, alrededor de los 2400 nm. El diseleniuro de cobre-indio por su parte, mantiene los valores de reflectancia por debajo del 10 % describiendo una curva similar a la de la reflectancia de un vidrio con encapsulante de EVA.

Por otro lado, las curvas de reflectancia espectral de la parte trasera de los módulos son análogas a las de los casos de silicio mono- y multi-cristalinos convencionales, como puede observarse en las Figura 4-8 b) y Figura 4-9 b), con valores estables en el intervalo entre 350 nm a 2300 nm. En los casos del silicio amorfo y el telururo de cadmio, dichos valores exhiben un crecimiento monótono hasta los 1650 nm, alcanzando reflectancias de hasta un 40 % a 60 % debidas a su contacto metálico trasero. La curva de reflectancia espectral de la cara trasera del módulo de CIS, mostrada en la Figura 4-10 b), presenta una forma estable en todo el intervalo espectral solar, con valores de reflectancia entre 25 % y 35 %. Al estar depositado el contacto trasero (de molibdeno) sobre un vidrio, no aparecen los picos típicos de los encapsulantes (EVA, PVB, resina,...).

En resumen, las mayores diferencias en las curvas de reflectancia espectral se dan en las zonas donde las células solares fotovoltaicas, independientemente de su tecnología, ya no aprovechan la radiación para la conversión fotoeléctrica.

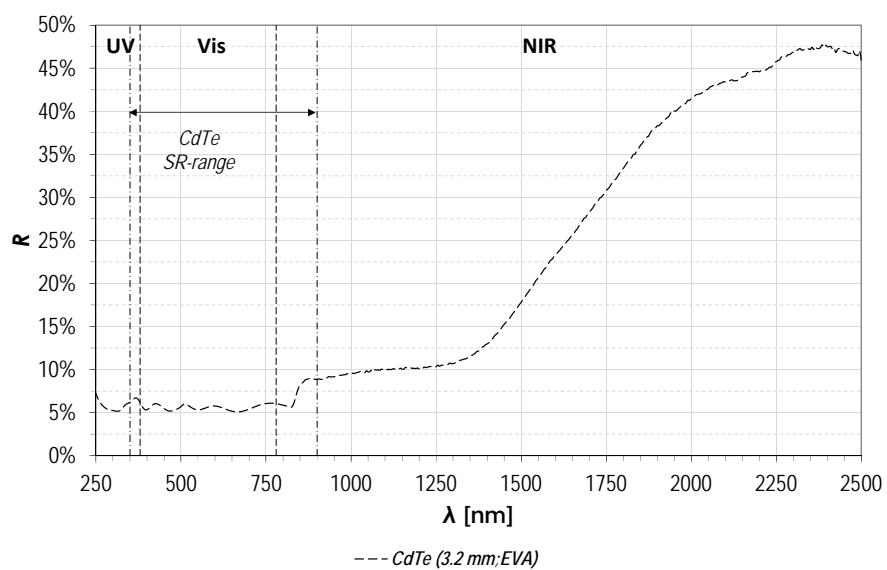


a)

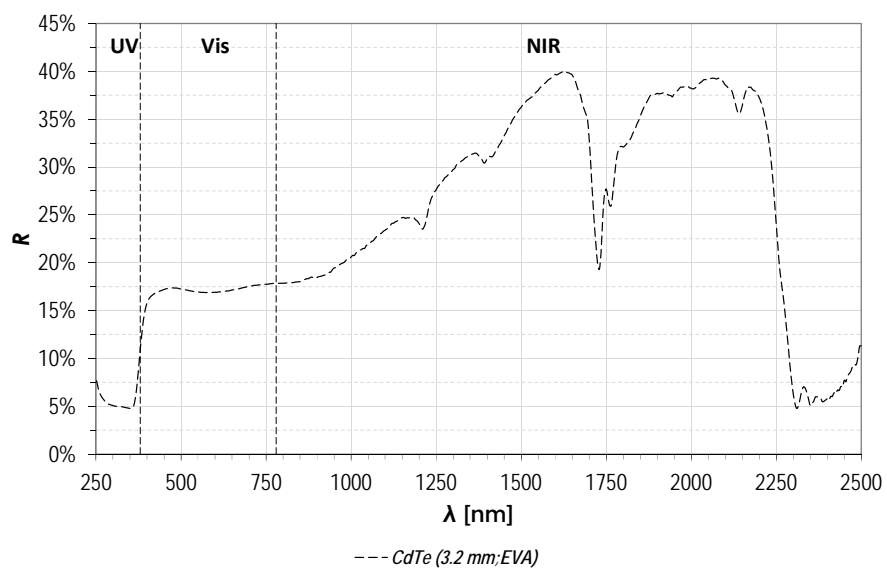


b)

Figura 4-8 : Medidas de reflectancia espectral de módulos de silicio amorfo, a-Si. El gráfico a) es de la cara delantera y el b) de la trasera.

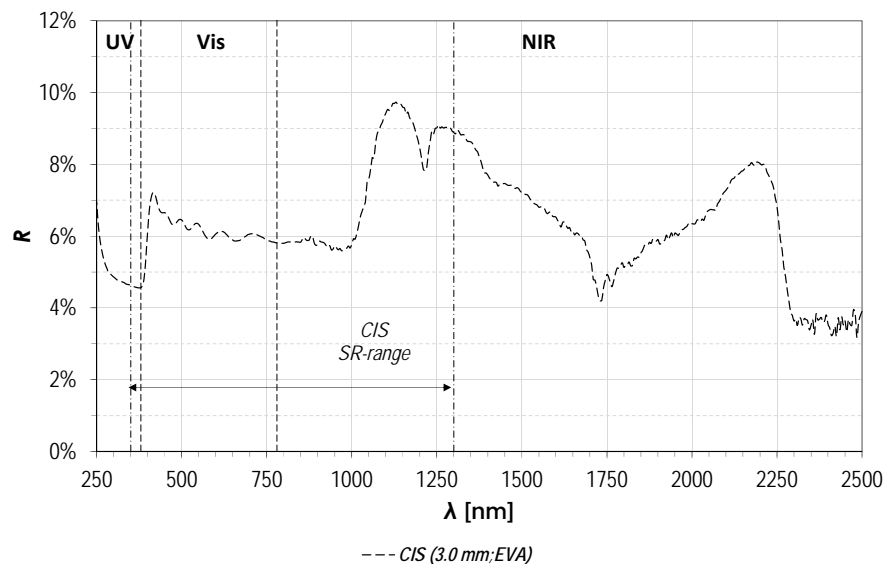


a)

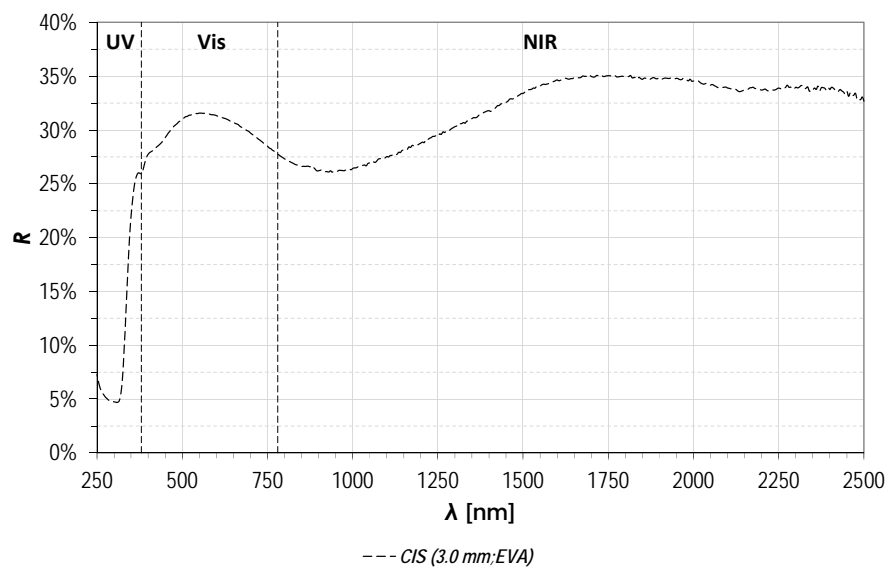


b)

Figura 4-9 : Medidas de reflectancia espectral de módulos de telururo de cadmio, CdS/CdTe. El módulo es opaco. El gráfico a) es de la cara delantera y el b) de la trasera.



a)



b)

Figura 4-10 : Medidas de reflectancia espectral de módulos de diseleniuro de cobre-índio, CIS. El módulo es opaco. El gráfico a) es de la cara delantera y el b) de la trasera.

4.5.4 Cálculo de los parámetros de caracterización óptica

A continuación se tabulan los valores de los parámetros característicos obtenidos a partir de las medidas experimentales realizadas, para las distintas muestras analizadas.

Se incluyen en las tablas, los valores de las características ópticas luminosas y solares, la transmitancia del ultravioleta (*UV*), y la transmitancia integrada total, τ para los diferentes grados de transparencia y los distintos ángulos de incidencia. En el caso del silicio cristalino, no se ha incluido ningún parámetro relacionado con la transmitancia, puesto que es nula.

Tabla 4-1 : Características luminosas y solares de los módulos fotovoltaicos caracterizados por un grado de transparencia del 0 % (opacos).

Tabla 4-2 : Características luminosas y solares de los módulos fotovoltaicos caracterizados por un grado de transparencia del 10 %.

TRANSPARENCIA 0 %													
Denominación	OCM-AC# (4 muestras)	OCM-V3# (2 muestras)	OCM-V3# (2 muestras)	OCM-V6I (2 muestras)	OCM-V6I (2 muestras)	OCM-V6I (2 muestras)	OCM-V6I (2 muestras)	OCM-V6I (2 muestras)	OCM-V6I (2 muestras)	OCM-V6I (2 muestras)	OCM-V6I (2 muestras)	OCM-V6I (2 muestras)	OCM-V6I (2 muestras)
ρ_v	3,54 %	5,39 %	5,18 %	5,87 %	5,55 %	7,00 %	6,12 %	11,28 %	7,73 %	6,90 %	6,39 %	6,52 %	6,17 %
τ_v	21,27 %	6,27 %	6,89 %	6,56 %	12,67 %	16,29 %	14,77 %	29,06 %	27,98 %	20,19 %	24,54 %	81,44 %	---
$\rho_{v:Trasera}$	21,29 %	6,31 %	6,93 %	6,58 %	12,63 %	16,29 %	14,82 %	29,43 %	28,44 %	20,25 %	24,57 %	81,18 %	31,32 %
$\rho_{v:Trasera}$	6,59 %	6,91 %	6,88 %	7,28 %	6,71 %	11,99 %	8,17 %	12,02 %	8,87 %	9,84 %	9,22 %	9,95 %	31,39 %
ρ_e	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	6,37 %
τ_e	22,00%	21,92%	21,93%	21,83%	21,97%	20,73%	21,62%	20,72%	21,46%	21,23%	21,38%	21,20%	---
q_l	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,21	0,22	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	22,05%
g	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,22
SC	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,25
S	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
τ_{UV}	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
τ	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

TRANSPARENCIA 10 %													
Denominación	OCM-AC# (4 muestras)	OCM-V3# (2 muestras)	OCM-V3# (2 muestras)	OCM-V6I (2 muestras)	OCM-V6I (2 muestras)	OCM-V6I (2 muestras)	OCM-V6I (2 muestras)	OCM-V6I (2 muestras)	OCM-V6I (2 muestras)	OCM-V6I (2 muestras)	OCM-V6I (2 muestras)	OCM-V6I (2 muestras)	OCM-V6I (2 muestras)
ρ_v	3,86 %	5,70 %	5,51 %	6,18 %	6,49 %	7,10 %	6,31 %	10,89 %	8,13 %	7,07 %	6,92 %	6,82 %	7,32%
τ_v	9,08 %	9,05 %	9,07 %	8,63 %	7,69 %	8,83 %	8,90 %	8,66 %	6,37 %	9,12 %	8,58 %	0,95 %	7,32%
$\rho_{v:Trasera}$	19,83 %	6,50 %	7,06 %	6,80 %	12,95 %	15,45 %	14,08 %	26,87 %	25,94 %	19,02 %	23,28 %	77,95 %	11,82%
$\rho_{v:Trasera}$	19,85 %	6,52 %	7,09 %	6,82 %	12,89 %	15,46 %	14,12 %	27,20 %	26,36 %	19,08 %	23,30 %	77,70 %	30,45%
$\rho_{v:Trasera}$	99,35 %	99,44 %	99,49 %	98,59 %	95,28 %	98,38 %	99,01 %	98,96 %	87,26 %	99,56 %	98,98 %	86,75 %	30,65%
ρ_e	6,52 %	7,00 %	6,99 %	7,34 %	7,17 %	11,30 %	8,17 %	11,54 %	9,83 %	9,66 %	9,36 %	13,52 %	98,85%
τ_e	8,05 %	8,04 %	8,51 %	7,47 %	5,54 %	7,23 %	7,89 %	7,32 %	6,10 %	8,49 %	7,96 %	0,01 %	11,50%
q_l	20,12%	20,00%	19,90%	20,06%	20,55%	19,14%	19,76%	19,11%	19,80%	19,27%	19,47%	20,36%	9,91%
g	0,28	0,28	0,28	0,28	0,26	0,26	0,28	0,26	0,26	0,28	0,27	0,20	18,12%
SC	0,32	0,32	0,33	0,32	0,30	0,33	0,32	0,30	0,30	0,32	0,32	0,23	0,31
S	0,32	0,32	0,32	0,31	0,29	0,33	0,32	0,33	0,25	0,33	0,31	0,05	0,33
τ_{UV}	0,49 %	0,00 %	2,05 %	1,81 %	0,00 %	0,00 %	5,46 %	0,02 %	0,08 %	1,00 %	0,66 %	0,00 %	0,42
τ	143,214	137,980	159,621	135,330	85,798	121,797	123,169	119,723	111,636	161,892	146,446	43,275	1,03%

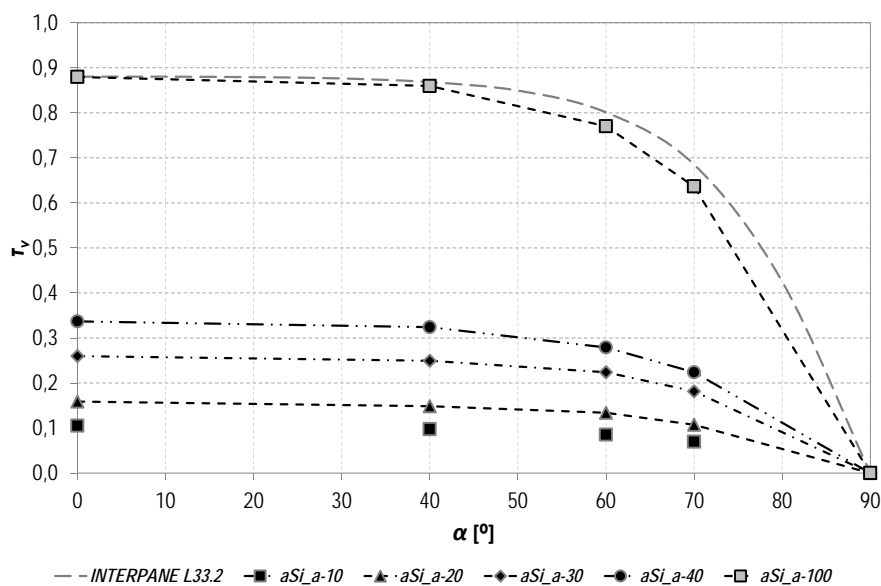
Tabla 4-5 : Características luminosas y solares de los módulos fotovoltaicos de silicio amorfo de Soliker y dependencia angular de las mismas.

Angulo	aSi a=10					aSi a=20					aSi a=30						
	0	40	60	70	90	Angulo	0	40	60	70	90	Angulo	0	40	60	70	90
ρ_v	5,83 %	6,63 %	11,19 %	19,14 %	100 %	ρ_v	5,75 %	6,57 %	11,22 %	19,46 %	100 %	ρ_v	5,96 %	6,87 %	11,60 %	19,95 %	100 %
τ_v	10,49 %	9,74 %	8,52 %	6,97 %	0 %	τ_v	15,85 %	14,84 %	13,40 %	10,73 %	0 %	τ_v	25,98 %	24,93 %	22,39 %	18,15 %	0 %
ρ_e	8,85 %	9,27 %	13,48 %	21,07 %	100 %	ρ_e	8,91 %	9,45 %	13,54 %	21,37 %	100 %	ρ_e	8,67 %	9,21 %	13,46 %	21,38 %	100 %
τ_e	9,00 %	8,37 %	7,33 %	5,95 %	0 %	τ_e	13,63 %	12,69 %	11,44 %	9,13 %	0 %	τ_e	22,03 %	21,06 %	18,71 %	15,13 %	0 %
q_i	19,35 %	19,39 %	18,65 %	17,18 %	0 %	q_i	18,24 %	18,34 %	17,66 %	16,36 %	0 %	q_i	16,32 %	16,42 %	15,97 %	14,95 %	0 %
g	0,28	0,28	0,26	0,23	0,00	g	0,32	0,31	0,29	0,25	0,00	g	0,38	0,37	0,35	0,30	0,00
SC	0,33	0,32	0,30	0,27	0,00	SC	0,37	0,36	0,33	0,29	0,00	SC	0,44	0,43	0,40	0,35	0,00
S	0,37	0,35	0,33	0,30	0,00	S	0,50	0,48	0,46	0,42	0,00	S	0,68	0,67	0,65	0,60	0,00
Angulo	aSi a=40					aSi a=100					aSi a=100						
	0	40	60	70	90	Angulo	0	40	60	70	90	Angulo	0	40	60	70	90
ρ_v	6,06 %	7,13 %	11,71 %	20,12 %	100 %	ρ_v	9,24 %	8,81 %	15,21 %	26,05 %	100 %	ρ_v	26,05 %	26,05 %	26,05 %	26,05 %	100 %
τ_v	33,68 %	32,40 %	27,89 %	22,37 %	0 %	τ_v	87,96 %	85,93 %	76,99 %	63,65 %	0 %	τ_v	63,65 %	63,65 %	63,65 %	63,65 %	0 %
ρ_e	8,06 %	9,00 %	13,22 %	21,25 %	100 %	ρ_e	12,19 %	7,99 %	13,92 %	24,26 %	100 %	ρ_e	24,26 %	24,26 %	24,26 %	24,26 %	100 %
τ_e	28,61 %	27,29 %	23,50 %	18,72 %	0 %	τ_e	79,23 %	77,14 %	68,51 %	56,31 %	0 %	τ_e	56,31 %	56,31 %	56,31 %	56,31 %	0 %
q_i	14,91 %	15,00 %	14,90 %	14,14 %	0 %	q_i	2,02 %	3,50 %	4,14 %	4,58 %	0 %	q_i	4,58 %	4,58 %	4,58 %	4,58 %	0 %
g	0,44	0,42	0,38	0,33	0,00	g	0,81	0,81	0,73	0,61	0,00	g	0,61	0,61	0,61	0,61	0,00
SC	0,50	0,49	0,44	0,38	0,00	SC	0,93	0,93	0,84	0,70	0,00	SC	0,70	0,70	0,70	0,70	0,00
S	0,77	0,77	0,73	0,68	0,00	S	1,08	1,07	1,06	1,05	0,00	S	1,05	1,05	1,05	1,05	0,00

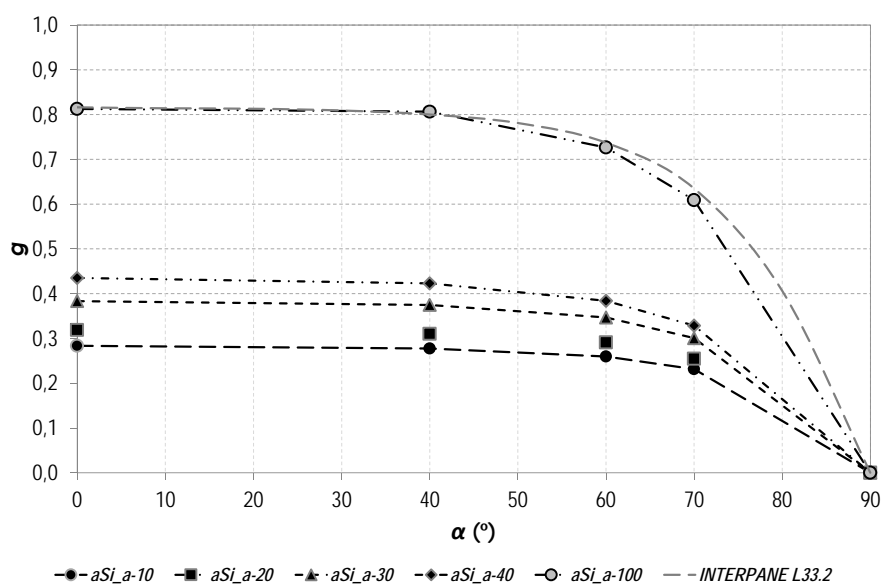
A continuación se estudia el efecto de algunos elementos y factores, tales como la inclinación de los módulos, su transparencia o composición, en las distintas propiedades.

4.5.5 Influencia del ángulo de incidencia

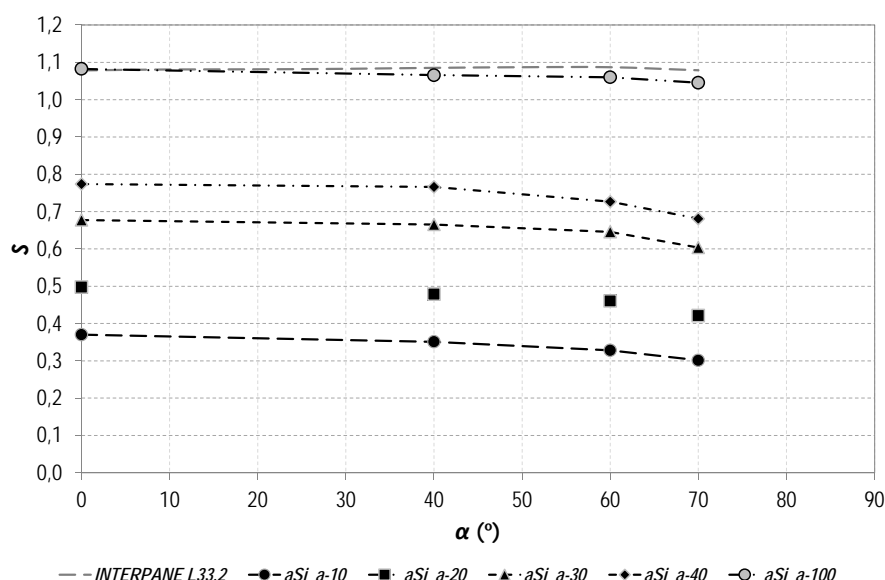
En las siguientes graficas de la Figura 4-11 se muestran la dependencia angular de los tres parámetros ópticos fundamentales en la caracterización de un acristalamiento, transmitancia lumínica, el factor solar y la selectividad. Estas graficas corresponden al caso de los módulos fotovoltaicos de Soliker con distintos grados de transparencia, incluyéndose en las mismas, a modo comparativo, los resultados que se obtienen para un vidrio laminado convencional de un espesor equivalente al de los módulos fotovoltaicos, y con una lámina intermedia similar a la de ellos.



a)



b)



c)

Figura 4-11 : a) Transmitancia luminica, b) factor solar, y c) selectividad en función del ángulo de incidencia de la irradiancia solar para los distintos módulos de silicio amorfo (Soliker). Se incluyen también los resultados obtenidos con un vidrio laminado convencional.

Se observa que tanto la transmitancia luminosa como el factor solar g (Figura 4-11 a) y b)) decrecen con el ángulo de incidencia a partir de los 40° , entre un 11 % y un 14 %, y entre un 6% y un 8%, respectivamente. De forma más significativa a partir de los 60° , entre un 19 % y un 22 % y entre un 15 % y un 20 %, respectivamente. Mientras, la segunda componente del factor solar, que no es puramente óptica, varía levemente hasta los 40° (disminuye en menos de un 1 %), y por debajo de un 11 % del valor a incidencia normal en el entorno de los 70° . Ahora bien, la proporción que de cada componente tiene el factor solar depende del grado de transparencia. Por lo tanto, el comportamiento del factor solar respecto del ángulo de incidencia está marcado por la evolución de transmitancia solar fundamentalmente, aunque para grados de transparencia bajos, el mayor peso del término de absorción-reemisión será mayor (supone entre el 60 % y el 75 % del valor total del coeficiente).

Sin embargo, la variación angular de la selectividad (Figura 4-11 c) muestra que las dependencias angulares de la transmitancia luminosa y del factor solar son diferentes. Además, sus diferencias no dependen del laminado fotovoltaico que estemos considerando, es decir, de su grado de transparencia. En general, la dependencia de la selectividad con el ángulo es común a todas las muestras, no así su valor absoluto. En este sentido, la limitada transparencia de estas muestras de vidrio laminado fotovoltaico no permite alcanzar valores de selectividad adecuados para esta aplicación.

4.5.6 Influencia del grado de transparencia

Los parámetros que se derivan directamente de las curvas espectrales medidas, dependen linealmente del grado de transparencia. El resto de parámetros de interés, fundamentalmente el factor solar, la selectividad y el índice de reproducción de color, muestran otro tipo de dependencia.

El factor solar crece con el grado de transparencia, aproximadamente entre 0.1 y 0.2 al incrementar de un 10 % a un 30 % el grado de transparencia. Esto no sucede en el caso del

módulo con acabado posterior de *Tedlar* blanco, debido a su traslucidez. Mientras que para grados de transparencia bajos tiene un mayor peso la componente de absorción-reemisión del factor solar, para grados de transparencia altos el balance se inclina hacia el término óptico. No obstante, el factor solar en conjunto, incluso con un grado de transparencia del 40 %, permanece alrededor de un 20 % por debajo del de un vidrio laminado convencional de características equivalentes.

La selectividad crece con el grado de transparencia. De 0.33 (10 % de transparencia) a 0.66 (30 % de transparencia) como valores medios en los módulos de silicio cristalino, y de 0.45 (10 % de transparencia) a 0.75 (30 % de transparencia) en los de silicio amorfo. En cualquier caso, estos valores están por debajo de los de los vidrios para edificación, puesto que se busca un buen aprovechamiento de la luz natural sin suponer una carga excesiva de calor.

En el caso del índice de reproducción del color, para los módulos en los que se distribuye un conjunto de células, viene fijado por las características de la parte transparente, por lo que no varía con el grado de transparencia. Mientras, en aquéllos que se considera el área de forma conjunta, la variación es pequeña (alrededor de 0.2 % a 0.5 % superior al aumentar la transparencia).

4.5.7 Influencia de la composición de los módulos

La estructura y componentes del laminado fotovoltaico también influyen en los valores de los parámetros ópticos. Los distintos aspectos que se pueden analizar son los siguientes:

❖ **Material de encapsulado de las células solares fotovoltaicas:** La comparación de los módulos de Yingli con vidrios de 3.2 mm y materiales de encapsulado diferentes (EVA y PVB) permite deducir que dichos materiales tienen una influencia pequeña en los parámetros ópticos, si bien esta diferencia entre ellos aumenta con la transparencia. Se observa que el tipo de encapsulante afecta sobre todo a la transmitancia solar (entre el 0.5 % y el 1 %). En general, se deduce que el EVA transmite mejor y refleja menos que el PVB, haciendo además que la absorción sea menor. Así, los módulos fabricados con EVA tienen un factor solar más elevado, especialmente cuando tienen mayor transparencia (alrededor de un 2 % superior), confirmando lo discutido en otros apartados.

❖ **Espesor y características del vidrio:** De la comparación de los módulos de Yingli fabricados con vidrios de 3.2 mm texturados y 6 mm sin texturado, con iguales características del resto de componentes, se observa una diferencia de hasta el 1 % en sus parámetros de transmitancias (disminuyen) y reflectancias (aumentan) luminicas y solares al aumentar su espesor. Estas pequeñas diferencias tienen un impacto también pequeño en el resto de parámetros derivados, como puede observarse en la tabla de resultados.

❖ **Cámara de aire o no:** Los resultados obtenidos para los módulos de Yingli fabricados con vidrios de 6 mm de espesor sin texturado y con iguales características del resto de componentes, permiten concluir que la presencia de la cámara de aire modifica particularmente la transmitancia, tanto luminosa (11 %) como solar (25 %), y la reflectancia del lado posterior, debido a la cámara de aire y a un paño de vidrio más (casi un 50 %). Las reflectancias frontales se incrementan de forma desigual conforme se hace mayor la transparencia puesto que aumenta la afección de la superficie de vidrio trasera. La calidad en la reproducción del color también se ve afectada (un índice 3 % inferior).

❖ **Cubierta trasera de vidrio o *Tedlar*:** Se observa que este factor tiene una influencia limitada sobre las propiedades ópticas y solares. En general, el laminado con *Tedlar*

disminuye la transmitancia lumínica y empeora levemente la reproducción del color. Del mismo modo, también disminuye la transmitancia solar y se incrementa la absortancia. Por el contrario afecta de forma diferente a las reflectancias de la cara anterior, ya que el vidrio refleja menos la radiación solar que el *Tedlar*, entre un 17 % y un 20 % menos. En definitiva, aunque el factor solar es un poco peor en el caso del vidrio, la selectividad es mejor.

❖ Tecnología de las células solares fotovoltaicas: Se observa, que en los casos estudiados, conforme la tecnología de célula es menos cristalina, la reflectancia luminosa y la solar se incrementan progresivamente, especialmente comparando las tecnologías mono- y multi-cristalina (hasta un 25 %). También se observa que la absortancia disminuye a un ritmo similar. Es reseñable que la tecnología de CdS/CdTe es muy próxima en cuanto a valores de absortancia a la de silicio multi-cristalino.

❖ Las diferencias en el factor solar son mínimas, mientras que la selectividad es algunas centésimas más favorable a la tecnología de silicio amorfo.

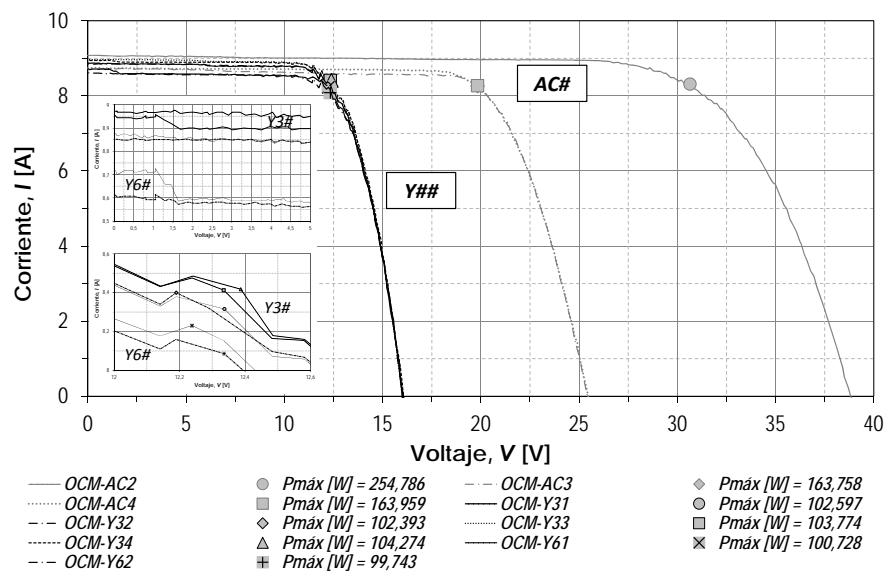
4.6 Resultados de caracterización eléctrica

4.6.1 Las curvas características

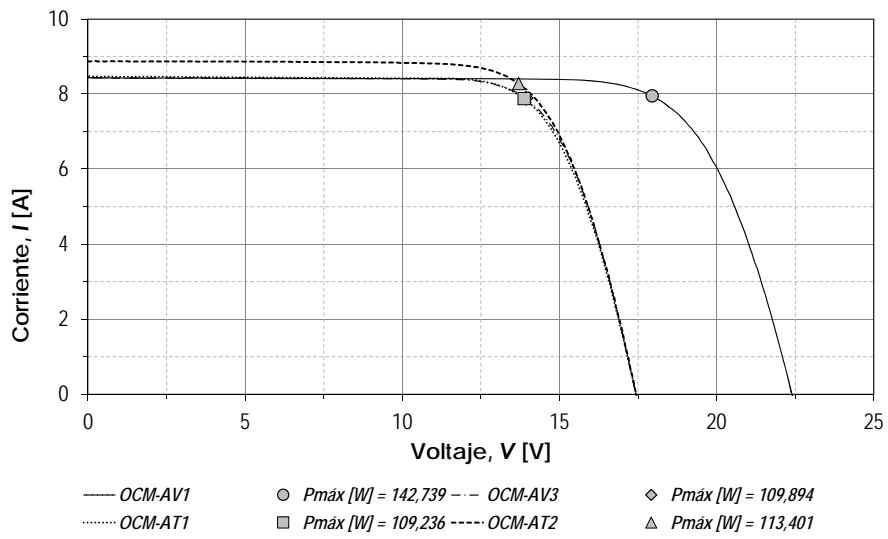
Las curvas características I-V que se han obtenido para las muestras descritas en el apartado anterior, se muestran en las gráficas de la Figura 4-12. Indicar que la medida de curvas I-V en los módulos de Yingli se realizó, como en el resto de los casos, únicamente por la cara anterior, a pesar de ser bifacial.

4.6.2 Parámetros característicos

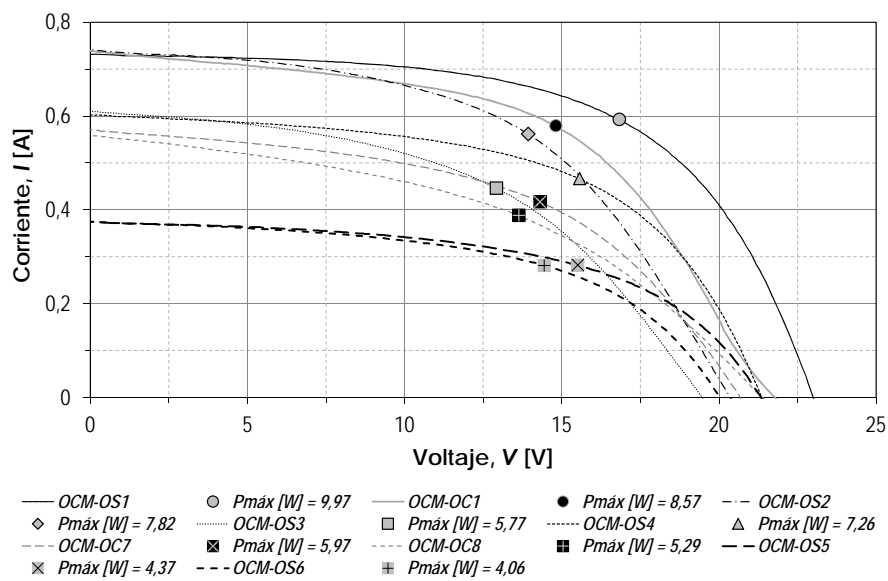
Los parámetros característicos que se han obtenido de cada módulo se recogen en la Tabla 4-6. También se recogen los parámetros derivados de los puntos representativos de la curva I-V, como son el factor de forma, el rendimiento y las resistencias en serie y en paralelo, y los valores de los coeficientes de temperatura de los módulos



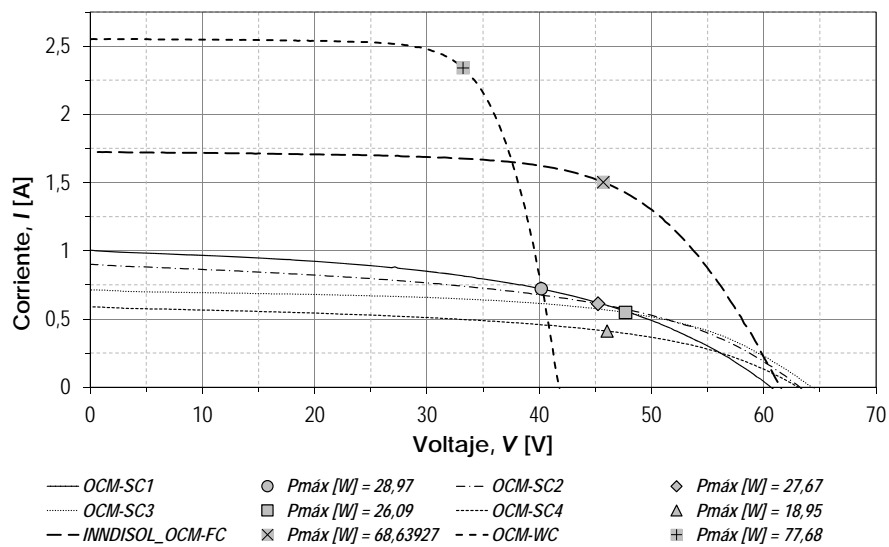
a)



b)



c)



d)

Figura 4-12 : Curvas corriente-tensión experimentales. a) Módulos de silicio mono-cristalino de Almaden y Yingli. b) Módulos de silicio multicristalino de Atersa. c) Módulos de silicio amorfo de ONYX Solar. d) Módulos de lámina delgada de Soliker (silicio amorfo), First Solar (CdTe) y Würth Solar (CIS)

4.7 Conclusiones

Este capítulo sobre la caracterización óptica y eléctrica de los módulos fotovoltaicos para integración arquitectónica se concluye que, aunque los métodos de caracterización eléctrica no están adaptados a las peculiaridades de la integración en edificios, permiten conocer el comportamiento eléctrico de los módulos fotovoltaicos en distintas condiciones de trabajo. Las tecnologías se diferencian esencialmente en su diferente rendimiento eléctrico y su comportamiento en referencia a la temperatura que adquieren. Mientras que los módulos de silicio cristalino son los más eficientes, los de silicio amorfo son los menos sensibles a la temperatura, dos ventajas importantes para las aplicaciones de integración arquitectónica.

En cuanto a la caracterización óptica, un módulo fotovoltaico con estructura de vidrio laminado se puede considerar equivalente a un vidrio laminado convencional, solo que con un conjunto de células solares fotovoltaicas y sus interconexiones en su interior. Se concluye que:

1. La transmitancia tanto luminosa como solar es baja en comparación con la de un vidrio convencional, por lo que reduce la entrada de luz y radiación solar al interior.
2. La reflectancia de la cara frontal se mantiene en valores bajos, muy similares a los que tiene un vidrio convencional o incluso inferiores.
3. El módulo absorbe una cantidad de energía elevada en comparación con el vidrio laminado, energía que en parte transforma en electricidad y en parte debe evacuar.
4. A pesar de que está la reemisión de esta energía hacia el interior del edificio su contribución es siempre muy inferior a la de transmisión directa. Es por esto que a pesar de absorber la radiación, los valores del factor solar son bajos.
5. El balance entre iluminación (transmitancia luminosa) y energía solar ganada (factor solar), representado en la selectividad, en los módulos fotovoltaicos es diferente a la de un vidrio laminado convencional, con valores contenidos entre 0.4 y 0.8 frente a 1.1 o mayores.
6. Los valores del índice de reproducción de color, que corresponden a los del vidrio laminado libre de células en el caso de los módulos de silicio cristalino, toma valores altos, alrededor de 98 % a 99 %. En el caso de los módulos de lámina delgada, debido a la presencia de los contactos depositados (óxidos conductores transparentes, OCT) este coeficiente decrece a valores en torno a 93 % a 95 %.
7. La degradación del material encapsulante, en particular del PVB, permite mejor el paso de radiación ultravioleta y empeora, en general, las propiedades del módulo (menor transmitancia y mayor reflectancia).
8. En cuanto a la reflectancia del lado trasero del módulo es variable según sea el material de las células, desde valores del 7 % hasta del 50 %, en el caso de grados de transparencia reducidos.
9. Las células fotovoltaicas bifaciales poseen buenas cualidades desde el punto de vista de la reflectancia trasera, que se mantiene baja independientemente del grado de transparencia.

10. La influencia del ángulo de incidencia tiene gran relevancia en la transmitancia y la reflectancia, y en las propiedades directamente derivadas de ambas. Sin embargo, la selectividad no presenta una variabilidad notable con el ángulo.
11. La selectividad es proporcional al grado de transparencia en todas las tecnologías estudiadas.
12. En cuanto a aquellos factores de influencia derivados de la tecnología de célula y la estructura del módulo, las mayores variaciones en el comportamiento óptico se encuentran en aquellos módulos que tienen una estructura de vidrio de aislamiento mediante una cámara de aire, o los materiales encapsulantes degradados.
13. En cualquier caso, la influencia del encapsulante utilizado, de la tecnología de célula o del espesor del vidrio y su estructura son factores de segundo orden.

Se puede concluir, en definitiva, que es posible una caracterización óptica de los módulos fotovoltaicos conforme a la normativa vigente para vidrios destinados a la edificación. Pero hay que resaltar que dicha normativa no es suficientemente completa al no tener en cuenta específicamente factores que hacen variar significativamente los parámetros ópticos, como es el ángulo de incidencia. Por otro lado, los aspectos energéticos, reflejados en el factor solar, tampoco son considerados correctamente en el caso de acristalamientos activos, en general, y fotovoltaicos en particular, al no tener en cuenta, por una parte, la energía solar absorbida que es transformada en energía eléctrica, y por otra, las condiciones de temperatura y transferencia de calor (coeficientes de transferencia de calor superficiales) en la situación real del módulo, las cuales seguramente difieren de las tomadas en la citada norma como nominales. Estos aspectos se tratan en el siguiente capítulo de forma teórica.

4.8 Referencias del capítulo 4

- [1] Comité Européen de Normalisation Electrotechnique (CEN-CENELEC), EN 50583-1:2016, Photovoltaics in buildings – Part 1: Modules, 2016.
- [2] Comité Européen de Normalisation Electrotechnique (CEN-CENELEC), EN 50583-2:2016, Photovoltaics in buildings – Part 1: Systems, 2016.
- [3] Cerón et al. “State-of-the-art of building integrated photovoltaic products”, *Renewable Energy*, 58 (2013) pp. 127-133.
- [4] F. Frontini et al., “BIPV Product Overview for Solar Façades and Roofs. BIPV Status Report 2015”, Scuola Universitaria Professionale della Svizzera Italiana (SUPSI) & Solar Energy Application Centre (SEAC). (2015)
- [5] Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL), International Glazing Data Base (IGDB)
- [6] Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL), Complex Glazing and Shading Data Base (CGDB)
- [7] Comité Européen de Normalisation Electrotechnique (CEN) EN 410:2011 Glass in building - Determination of luminous and solar characteristics of glazing, 2011
- [8] Commission Internationale de l'Éclairage (CIE) CIE 13.3:1995 Method of Measuring and Specifying Colour Rendering Properties of Light Sources, 1995
- [9] Commission Internationale de l'Éclairage (CIE) CIE 085:1989 Solar spectral irradiance, 1989

- [10] Commission Internationale de l'Éclairage (CIE) CIE 015:2004 3rd Ed. Colorimetry, 2004
- [11] Maccari, A. et al. "Report on the activities of the ADOPT and ALTSET European projects", *Rivista della Staz. Sper. Del Vetro*, 5 (2000) pp. 299–314
- [12] Maccari, A. et al. "Impact of angular data on the glazing performance in building energy analysis", Working Document ALTSET-6-00 (2000)
- [13] N. Martín "Estudio de la influencia de la reflexión, el ángulo de incidencia y la distribución espectral de la radiación solar en los generadores fotovoltaicos" Tesis doctoral. Universidad Politécnica de Madrid (1999)
- [14] Comité Européen de Normalisation Electrotechnique (CEN-CENELEC), EN 61853-1:2011, Photovoltaic (PV) module performance testing and energy rating – Part 1: Irradiance and temperature performance measurements and power rating, 2011.
- [15] International Standard Organization (ISO, ISO/DIS 18178, Glass in building. Laminated solar PV glass, 2015
- [16] International Electrotechnical Commission (IEC), IEC 62805-2 Ed. 1 CD, Method for measuring photovoltaic (PV) glass – Part 2: Measurement of transmittance and reflectance, 2015.
- [17] N. Lynn et al. "Color rendering properties of semi-transparent thin-film PV modules", *Building and Environment* 54 (2012) pp. 148-158.
- [18] L. Olivieri et al. "Integral energy performance characterization of semi-transparent photovoltaic elements for building integration under real operation conditions", *Energy and Buildings* 68 (2014) pp. 280-291.
- [19] L. Olivieri et al. "Energy saving potential of semi-transparent photovoltaic elements for building integration", *Energy* 76 (2014) pp. 572-583.
- [20] L. Olivieri et al. "G-value indoor characterization of semi-transparent photovoltaic elements for building integration: New equipment and methodology", *Energy and Buildings* 101 (2015) pp. 84-94.
- [21] Martín, N. et al. "La energía solar en la edificación (Serie Ponencias)", Ediciones CIEMAT, 2001, ISBN-13: 9788478343546
- [22] Payno, D. "Temperatura de operación de módulos fotovoltaicos en integración arquitectónica", Trabajo Fin de Máster, Universidad Complutense de Madrid, 2016
- [23] PerkinElmer, Inc., Brochure on "High performance Lambda spectroscopy accessories", (2010).
- [24] Perkin Elmer, Inc., Lambda 800/900 User's guide, (2003).
- [25] PerkinElmer, Inc., Application Note UV/Vis/NIR on "Application and use of integrating spheres with the LAMBDA 650 and 850 UV/Vis and LAMBDA 950 UV/Vis/NIR spectrophotometers", (2004).
- [26] P.A. van Nijnatten "A spectrophotometer accessory for directional reflectance and transmittance of coated glazing", *Solar Energy* 73 (3) (2002) pp. 137-149.
- [27] International Electrotechnical Commission (IEC), IEC 60904-1:2006, Photovoltaic devices - Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics (IEC 60904-1:2006), 2006
- [28] International Electrotechnical Commission (IEC), IEC 60904-9:2007, Photovoltaic devices - Part 9: Solar simulator performance requirements, 2007
- [29] International Electrotechnical Commission (IEC), IEC 60891:2009, Photovoltaic devices - Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics, 2009

- [30] Meyer Burguer Technology AG, <http://www.meyerburger.com/en/products-systems/competences/process-control/photovoltaic/module-inspection/highlight-labs/>
- [31] International Electrotechnical Commission (IEC), IEC 60904-7:2008, Photovoltaic devices - Part 7: Computation of the spectral mismatch correction for measurements of photovoltaic devices, 2008Comité Européen de Normalisation (CEN), EN 12898: 2001, Glass in building. Determination of the emissivity, 2001.
- [32] International Electrotechnical Commission (IEC), IEC 61215:2005, Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval, 2005
- [33] Moralejo-Vázquez, F.J. et al. “Optical characterisation of semi-transparent PV modules for building integration”, 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC-2014) (2014) pp. 3549 - 3554
- [34] Moralejo-Vázquez, F.J. et al. “Luminous and solar characterization of PV modules for building integration”, Energy and Buildings 103, (2015) pp. 326-337

5. SIMULACIÓN ENERGÉTICA DE EDIFICIOS CON MÓDULOS FOTOVOLTAICOS INTEGRADOS

5.1 Introducción

En la actualidad, hay un interés creciente por desarrollar programas de simulación cada vez más capaces a la hora de describir y evaluar el comportamiento energético de los edificios, sus instalaciones de confort habitacional, las nuevas incorporaciones de generación de energía *in situ*, el aprovechamiento energético pasivo y activo, la climatología presente, y el impacto del propio edificio en su entorno [67].

Existen dos motivos fundamentales. Por un lado, la calificación energética de edificios ya existentes desde un punto de vista lo más realista posible [12]. Por otro, y más importante, la capacidad de ensayar un gran número de posibilidades de implantación de mejoras, sin la necesidad de ejecutarlas de forma física, permitiendo seleccionar las más prometedoras, tanto para edificios existentes como para la proyección de nuevas construcciones. Ambos motivos tienen como principal objetivo el conseguir edificios confortables y más eficientes energéticamente [10][13][26].

En el marco de esta tesis, se ha realizado una revisión de los programas de simulación energética de edificios, con el objetivo de, por un lado, identificar los parámetros necesarios para simular el comportamiento de un módulo fotovoltaico integrado y, por otro, para seleccionar las herramientas más adecuadas para la simulación. Por tanto se ha buscado ser capaces de parametrizar los módulos de la forma más completa y correcta posible a partir de las exigencias de los programas de simulación, de forma que pueda compararse, en igualdad de condiciones, el comportamiento de un vidrio y el de un módulo fotovoltaico, ambos integrados en un edificio.

La revisión muestra que todos los trabajos publicados sobre la simulación energética se fundamentan en propiedades de los elementos y sistemas constructivos pre-definidas en los propios programas, o facilitadas por los fabricantes. En ambos casos, vienen dadas en condiciones normalizadas, las cuales no siempre son realistas. Por otra parte, en estos estudios, los modelos fotovoltaico y de balance energético del edificio, no están conectados más allá de la determinación de la temperatura de célula para evaluar el flujo eléctrico fotovoltaico.

En base a esto, los objetivos que se plantean en este capítulo son:

Identificar los parámetros de caracterización útiles para la caracterización de los módulos fotovoltaicos en los programas de simulación energética de los edificios.

Realizar simulaciones del comportamiento energético de los edificios con esos parámetros.

Comparar los resultados con los que se obtendrían con elementos constructivos equivalentes, que no fueran fotovoltaicos.

5.1.1 Revisión bibliográfica

Desde hace años, se vienen desarrollando diferentes códigos de simulación (DOE-2, BLAST,...) y programas (EnergyPlus, ESP-r,...), o bien adaptando otros procedentes de otros ámbitos (TRNSYS), para estas aplicaciones [7][23][44]. En ellos, poco a poco, se van haciendo lugar los modelos y descripciones de las instalaciones de generación de energía *in situ* incorporadas en la edificación, como captadores solares térmicos y sistemas fotovoltaicos, pero todavía falta desarrollo para aquéllas que se denominan integradas arquitectónicamente, es decir, sistemas de generación energética con función constructiva definida (multifuncionales).

En el contexto de la simulación energética de edificios, existen numerosos trabajos sobre el desarrollo y aplicación de sistemas de generación de energía *in situ* a partir de fuentes renovables, en distintos escenarios. El trabajo final de máster de Eckstein, J.H. (1990) [29] introduce el modelo (TYPE 80) de generador fotovoltaico en TRNSYS [86], considerando que es un sistema ligado al edificio y, por lo tanto, implica un flujo energético más a tener en cuenta en su balance global.

Unos años más tarde, en su trabajo de doctorado, Kelly, N.J. (1998) [52] desarrolló un prototipo de herramienta accesoria para incluir los modelos pertinentes descriptivos del flujo de generación eléctrica, y su red asociada, en el programa de simulación energética de edificios ESP-r de la Universidad de Strathclyde, considerando tanto sistemas híbridos como no híbridos. Como objetivo extra, se marcó el que dicho trabajo sentase las bases para que la herramienta fuera también útil a la hora de diseñar y evaluar sistemas energéticos integrados arquitectónicamente, por ejemplo, aquellos basados en fotovoltaica. Su trabajo se verificó con datos experimentales obtenidos en el laboratorio para sistemas de ciclo combinado de pequeña escala (calor/electricidad) y fotovoltaico.

Por su parte, Griffith B.T. et al. (2004) [40] describen los modelos de sistemas fotovoltaicos y termosolares que ellos incluyeron en EnergyPlus. En cuanto a los sistemas fotovoltaicos, describen tres algoritmos, uno denominado ‘sencillo’, otro que da cuenta del modelo de ‘diodo equivalente’, y otro basado en el modelo de Sandia Labs. Los dos últimos se desarrollan a partir de los modelos precedentes que ya incorporaba TRNSYS. También hacen referencia al trabajo que desarrollaron para mejorar el modelo que provee de la temperatura de célula, para que, en los casos de integración arquitectónica, se pueda tener en cuenta el balance térmico de la envolvente edificatoria. Las limitaciones más importantes que tenían estos modelos eran la no consideración del resto de elementos que requiere un sistema fotovoltaico, y que al contemplar sólo el punto de máxima potencia, los modelos daban una cota superior a la producción eléctrica.

Aparte de estos trabajos, las publicaciones referidas a diferentes aplicaciones y situaciones de los modelos anteriores son muy numerosas. Tanto las basadas en un único programa, como otras que hacen uso de varios de ellos, puesto que no todos los aspectos son habitualmente cubiertos por una sola herramienta. En su trabajo de doctorado, Frontini, F. (2009) [34] llevó a cabo el desarrollo de un nuevo algoritmo para evaluar las ganancias solares en sistemas para fachadas solares en ESP-r.

Una vez contrastado con el precedente algoritmo y validado para tres emplazamientos, donde se aprecian mejoras en la estimación de las demandas de climatización próximas al 50 %, se utiliza su potencialidad para optimizar un producto fotovoltaico semitransparente y de control solar, denominado PV-SHADE®, patentado por el ISE-Fraunhofer en 2007. Es

éste un sistema basado en un acristalamiento fotovoltaico selectivo con el ángulo de incidencia de la radiación solar. Estas mejoras de diseño se realizaron tanto en sus cualidades para iluminación natural, aplicando los recursos del código RADIANCE, como en el comportamiento energético del edificio, simulado con ESP-r incluyendo el nuevo algoritmo. Como resultados, se obtuvieron un 30 % de transparencia como valor más óptimo y una reducción media de ganancia solar del 10 % en ángulos distintos a la normal.

Otras aplicaciones son las de los trabajos de Mei, L. et al. (2003) [56], que desarrollan un modelo basado en elementos de TRNSYS para estudiar una fachada ventilada fotovoltaica con colectores térmicos de aire y una estancia predefinida: la biblioteca de la localidad de Mataró. Se encontró una buena concordancia entre los valores simulados y los medidos, concluyendo que la presencia del sistema fotovoltaico suponía un mínimo incremento de la necesidad de refrigeración para el edificio, así como que el beneficio para la calefacción depende fuertemente del emplazamiento del mismo (se extrapoló la simulación a dos ubicaciones más del centro y norte de Europa).

El desarrollo de Miyazaki, T. et al. (2005) [63], es un trabajo en el que se contemplan los aspectos de carga térmica para el edificio, carga de iluminación artificial y aprovechamiento de la iluminación natural, y flujo energético de generación fotovoltaica *in situ*, cuando se incorpora un acristalamiento doble con cámara de aire, en el que uno de los paños es un laminado fotovoltaico semitransparente. Su objetivo era optimizar el sistema respecto de la relación de área de ventana frente a área de fachada, y estudiar el ahorro energético que este sistema puede dar.

Es un trabajo muy completo que se apoya en las herramientas EnergyPlus (para la simulación del edificio) y LBNL WINDOW (para el cálculo de las propiedades de los sistemas de acristalamiento). Se presta especial atención a los efectos de la transparencia, la relación de espacio acristalado / espacio de envolvente y la posibilidad de incorporar unidades con cámara de aire como aislante térmico. Concluyen que una combinación óptima es una transparencia de célula del 40 % junto con una razón de área ventana-fachada del 50 %, mejorando aún más si se optimiza el diseño de las células respecto de la uniformidad de la transparencia de estas. Prevén un ahorro energético de hasta un 54 %.

Wong, P.W. et al. (2008) [93] también presentan un caso similar al anterior, aplicado esta vez a un escenario residencial localizado en Japón. El caso base de comparación es el de un tejado fotovoltaico. Considerando cinco localizaciones diferentes en Japón, obtienen un ahorro de hasta un 5.3 % de consumo energético en climatización con una transparencia del acristalamiento del 50 %, y un ahorro energético global neto de entre el 3 % y el 8.7 % respecto del caso base.

En un trabajo más reciente Olivieri, L. et al. (2014/2015) [68] presentan una descripción del comportamiento de acristalamientos fotovoltaicos semitransparentes para integración arquitectónica, basada en propiedades fundamentales de éstos. A continuación, realizan un estudio completo del aprovechamiento energético que estos elementos permiten en edificios comerciales, desde los puntos de vista térmico, lumínico y de generación eléctrica. Para ello aplica diferentes programas de simulación, EnergyPlus/DesignBuilder, PVSyst y LBNL COMFEN, a los cuales provee de dicha información experimental y otra adicional de cálculo, con objeto de obtener unos resultados más ajustados. Analiza todos estos aspectos para cinco elementos de doble acristalamiento con cámara de aire y con diferentes grados de transparencia, frente a un acristalamiento convencional de control solar normalizado. También estudia la influencia de la relación de área ventana-fachada.

Con todo, cifra el potencial ahorro al usar estos sistemas entre el 18 % y el 59 % frente al de referencia. En su trabajo de tesis doctoral [67] propone, además, un posible diseño para estos acristalamientos, optimizando su beneficio, basado en estos resultados.

El trabajo de Kapsis, K. et al. (2015) [50] introduce una metodología de simulación integral en las partes térmica, eléctrica y de iluminación natural. Realizan profusas revisiones de cada uno de los aspectos involucrados. Los programas utilizados son Daysim (basado en el código RADIANCE), EnergyPlus/OpenStudio, y Matlab como apoyo externo para la aportación de elementos de calendario útiles a ambas herramientas de simulación. En primer lugar, se realiza un estudio para la optimización del control solar de los acristalamientos con Daysim. Posteriormente, los resultados se incorporan al resto de datos de entrada de EnergyPlus para calcular el comportamiento energético del edificio de forma integral. Los programas LBNL WINDOW y THERM se utilizan para obtener las propiedades del acristalamiento. El comportamiento eléctrico se estudió usando el modelo fotovoltaico de diodo equivalente de EnergyPlus. Este trabajo explora las posibilidades de las diferentes tecnologías más habituales de célula: Distintos silicios: policristalino, microcristalino y amorfo, así como células orgánicas. Con toda esta información se realiza un exhaustivo análisis en función de la relación de áreas, la orientación, y la densidad de uso de iluminación artificial, concluyendo que la transparencia elegida (10 %) da los resultados esperados, si bien no es la más óptima. También prevé un calentamiento del módulo de hasta 64 °C que degradaría de forma acusada alguna de las tecnologías consideradas.

Un último trabajo a reseñar es el de Almeida, G. et al. (2016) [1], que evalúa el comportamiento energético, el de acoplo a las cargas y la red y el rendimiento económico de un sistema fotovoltaico conectado a la red en un edificio calificado *Net Plus-Energy Building (NPEB)* residencial. Éste se simula, de forma integral, utilizando el modelo de Sandia Labs. de EnergyPlus para la instalación fotovoltaica. Se describen cuatro posibles escenarios en Brasil, correspondientes a cuatro capitales de estados de la federación brasileña. Los resultados muestran una cobertura anual de demanda eléctrica variable entre un 29 % y un 51%. Cifran el acoplo con las cargas en un suministro energético anual variable de 24 a 36% según la temporada variaciones de correlación PV-carga. Por otro lado, los niveles de electricidad exportada a la Red alcanzan picos de potencia media anual de alrededor del 0.7 al 0.8 de la generación total del sistema. El estudio económico muestra que el edificio puede alcanzar la paridad de Red con tasas de descuento de entre el 6 % al 18 %.

Los programas de simulación relacionados con los edificios y su comportamiento energético pueden clasificarse en tres grupos: 1.- Simulación energética del edificio con sus elementos parametrizados, 2.- simulación de la operación de instalaciones y sistemas constructivos del edificio con sus componentes parametrizados y 3.- modelización del comportamiento físico de los sistemas o componentes constructivos.

1.- El primer grupo atañe a aquellos programas o códigos que permiten definir con un cierto grado de detalle el edificio en sí, como un sistema complejo y compuesto, cuya caracterización depende de parametrizaciones de sus elementos constructivos, de cara a evaluar sus demandas y provisiones de energía para mantener las condiciones de confort y habitabilidad prescritas por la normativa al respecto. Este tipo de programas devuelve, en base a una serie de balances energéticos a través de sus zonas térmicas, resultados asociados a los consumos y cargas térmicas, las condiciones habitacionales que se alcanzan

en base a sus equipos y las consignas de los mismos, como temperatura, humedad relativa o niveles de iluminación.

Los balances energéticos dependen de las condiciones ambiente exteriores y del comportamiento del edificio y sus equipos. Los periodos de integración de las ecuaciones suelen ser horarios, y los resultados promedios anuales.

Son ejemplos de esta tipología los programas como EnergyPlus [86][32], ESP-r [88][89] y TRNSYS [86]. Menos generales, pero que también tienen en cuenta el impacto, en su caso, de la envolvente transparente en el rendimiento del edificio, son LBNL RESFEN y COMFEN [91], dedicados respectivamente a edificios residenciales y comerciales.

2.- El segundo grupo de programas se refiere a programas de diseño y cálculo de instalaciones y sistemas, y la simulación de su operación, tanto de tipo energético (fotovoltaicos, de climatización,...), como para edificación (sistemas de ventana, sistemas de fachada,...). En particular, para los sistemas fotovoltaicos existe un gran número de programas dedicados a su diseño y cálculo [92][93], algunos de los cuales incluyen algunos de los aspectos que afectan a la operación de los generadores fotovoltaicos por el hecho de estar integrados en los edificios, como son la variación en la irradiancia recibida así como la perturbación en su recepción por elementos del entorno circundante, o la temperatura de operación del módulo, condicionada por el entorno y el tipo de integración arquitectónica).

En general, estos programas devuelven, en base a un modelo que describe la operación de los elementos del sistema fotovoltaico de generación, la previsión de producción o rendimiento energético, así como otros parámetros que caracterizan su operación, y su rendimiento económico.

Hasta donde se ha profundizado, este conjunto de programas no permitiría evaluar el impacto del generador fotovoltaico integrado arquitectónicamente más allá del cálculo de la electricidad que potencialmente pueda producir. Son herramientas de este tipo las asociadas a los sistemas fotovoltaicos, como es PVSyst [58] que permite un detallado análisis de los factores de pérdidas de los sistemas, o SAM [95] que, además, simula otros tipos de energías renovables e incluye el análisis económico de los proyectos. En el ámbito de los acristalamientos, destaca el grupo de programas LBNL WINDOW [91], con sus subprogramas accesorios OPTICS (parte transparente) y THERM (carpinterías o soportes). Incluso programas de propósito general como MathWorks MATLAB son herramientas útiles en estos casos, especialmente a través de Simulink [86].

3.- El tercer grupo compete a aquellos programas de cálculo que permiten modelizar los procesos físicos que se dan en el sistema o componente constructivo. Este tipo de programas suelen ser de más amplio espectro, ya que cubren mucha fenomenología física que pudiera estar presente. Su base en modelos físicos fundamentales los hace muy potentes, pero a la vez demandan una gran potencia de cálculo a poco que sea un sistema muy complejo o se requiera mucho detalle.

Existen programas de ámbito amplio como puede ser COMSOL Multiphysics [97], o el conjunto de programas de la plataforma ANSYS [2]. Incluso los programas de cálculo formarían parte de esta categoría: MathWorks MATLAB [86], WOLFRAM Mathematica [92]. Por otro lado, estarían otros más específicos de una determinada fenomenología, como puedan ser OpenFoam [100], Star CCM+ [101], en el ámbito de la dinámica de

fluidos computacional y la transferencia de calor o RADIANCE [74] en el tratamiento de la radiación y la interacción con la iluminación natural.

Por último, hay que resaltar la importancia de las bases de datos en todos estos programas y herramientas de simulación, como son las bases meteorológicas (Meteotest Meteororm [103], EnergyPlus Weather Data, y JRC PVGIS [29], las de acristalamientos LBNL IGDB y CGDB [91]), las de componentes y sistemas fotovoltaicos Photon International DB's [72] y BIPV Swiss Energy & SUPSI [10], o las de materiales del CTE [107]. En cualquier caso, es muy útil también disponer de información de producto completa de los propios fabricantes.

5.2 Simulación del comportamiento energético del edificio. Programas y parametrizaciones

5.2.1 Selección de un programa para la simulación energética del edificio: EnergyPlus

El programa seleccionado para este trabajo es EnergyPlus [86][32], programa que pertenece a la categoría 1. Simulación energética del edificio con sus elementos parametrizados, del apartado anterior. Para facilitar la interacción con el mismo, se han utilizado dos herramientas auxiliares, OpenStudio Application Suite [69] y Google SketchUp 3D [38]. El motivo de elegir EnergyPlus es que es una herramienta de carácter libre extensamente usada en este ámbito [23] y que integra dentro de sus cálculos la presencia de sistemas de generación de energía *in situ*. Aunque un poco complejo dado el volumen de parámetros que requiere la definición detallada del edificio, permite obtener un amplio conjunto de magnitudes para caracterizar las necesidades energéticas del edificio, evaluar el confort térmico y lumínico en su interior, o analizar los costes. También, esta herramienta ha sido utilizada dentro del proyecto OMEGA-CM para simular el comportamiento energético de las celdas de referencia PASLINK, en las que se ensayan los módulos fotovoltaicos integrados en fachada [95].

A su vez, OpenStudio Application Suite es una colección de herramientas de software multi-plataforma para apoyar la modelización energética de todo el edificio usando EnergyPlus, y del análisis avanzado de aprovechamiento de la luz natural utilizando RADIANCE. OpenStudio es un proyecto de código abierto, desarrollado por NREL, para facilitar el desarrollo colaborativo, la extensión y la adopción por parte del sector privado de este sistema de cálculo. El complemento Legacy OpenStudio Plug-in [71] funciona con el programa de dibujo Google SketchUp 3D. Este plug-in gratuito hace que sea más fácil crear y editar la geometría del edificio en los archivos de entrada de EnergyPlus. También permite ejecutar simulaciones de EnergyPlus y ver los resultados sin salir de SketchUp.

Los tres bloques de elementos que componen EnergyPlus son: los datos climáticos y el emplazamiento, las características del edificio, y la utilización del mismo. El primero y el tercero se refieren a las condiciones iniciales y de contorno del modelo, mientras que el segundo hace referencia a las ecuaciones que describen el comportamiento del edificio, y su método de resolución.

Los datos climáticos y el emplazamiento se facilitan mediante archivos de tipo .epw (energy plus weather). Su origen puede ser la base de datos de los desarrolladores de EnergyPlus [33] u otras bases de datos o programas de cálculo cuyos archivos sean

previamente adaptados a este formato. Los valores de las magnitudes meteorológicas son valores horarios y cubren todo un año.

Ecuaciones de balance térmico a través de la envolvente de un edificio

Los modelos que EnergyPlus utiliza para el balance energético a través de la envolvente [32], y en particular para los sistemas de acristalamiento de los huecos, se basa en las ecuaciones del balance de transferencia de energía. Las temperaturas de las superficies de cualquier sistema de acristalamiento se obtienen resolviendo el sistema de ecuaciones del balance de transferencia de flujo de calor a través de él. Para un acristalamiento doble con cámara de aire de aislamiento:

$$\begin{cases} E_o \varepsilon_1 - \varepsilon_1 \sigma T_1^4 + k_1 (T_2 - T_1) + h_o (T_o - T_1) + S_1 = 0; \\ k_1 (T_2 - T_1) + h_i (T_3 - T_2) + \sigma \frac{\varepsilon_2 \varepsilon_3}{1 - (1 - \varepsilon_2)(1 - \varepsilon_3)} (T_3^4 - T_2^4) + S_2 = 0; \\ h_i (T_2 - T_3) + k_2 (T_4 - T_3) + \sigma \frac{\varepsilon_2 \varepsilon_3}{1 - (1 - \varepsilon_2)(1 - \varepsilon_3)} (T_2^4 - T_3^4) + S_3 = 0; \\ E_i \varepsilon_4 - \varepsilon_4 \sigma T_4^4 + k_2 (T_3 - T_4) + h_i (T_i - T_4) + S_4 = 0. \end{cases} \quad (5-1)$$

donde E_o , E_i son las potencias emisivas de los entornos exterior e interior al acristalamiento, ε_i son las emisividades de las distintas superficies del acristalamiento, h_o , h_i son los coeficientes de transferencia de calor superficiales exterior e interior respectivamente, T_o , T_i las temperaturas de los ambientes exterior e interior, y $T_{j=1,...,4}$ las temperaturas de las distintas superficies de los vidrios. Los términos de radiación absorbida, S_i , que aparecen en las ecuaciones anteriores (tanto de onda corta como de onda larga, provenientes de la radiación solar y la emitida por los sistemas de iluminación y las instalaciones y componentes constructivos, respectivamente) están dados por las siguientes expresiones:

$$\begin{cases} S_{2j-1} = S_{2j} = \frac{I}{2} (G_D \cos(\phi) A_j^{frontal}(\phi) + G_{Df} A_{j,Df}^{frontal} + I_{lc} A_{j,Df}^{trasera}) \quad j = 1, \dots, N = 2; \\ S_{2N} = S_{2N} + \varepsilon_{2N} I_{ll} \end{cases} \quad (5-2)$$

donde G_D , G_{Df} son las irradiancias solares externas directa y difusa respectivamente, I_{lc} , I_{ll} son las radiaciones interiores de longitud de onda corta (procedente de la iluminación interior y la reflexión de la radiación solar difusa) y longitud de onda larga (procedente de la iluminación interior y de los equipos existentes), $A_j^{frontal}(\phi)$, $A_{j,Df}^{frontal}$, $A_{j,Df}^{trasera}$ son las absortancias correspondientes a cada radiación incidente y ε_{2N} la emisividad de la superficie interior del acristalamiento que intercambia con la radiación de onda larga procedente del interior.

En las ecuaciones (5-1) y (5-2) se imponen las siguientes hipótesis simplificadoras:

1. Los acristalamientos no tienen inercia térmica debido a su limitado espesor.
2. El flujo de calor es perpendicular a las superficies. Sólo se considera bidimensional cuando se realizan las correcciones por efectos de borde.

3. Las superficies de los paños de vidrio son isotermas.
4. La radiación de longitud de onda corta se absorbe uniformemente en el paño de vidrio, por lo que estará repartida equitativamente en las dos superficies de la capa.
5. La radiación térmica de longitud de onda larga, sólo se absorbe en la superficie de la zona de donde procede, al ser las capas de vidrio opacas a la misma.

La convección del lado interior, caracterizada por el coeficiente h_i , es de tipo natural, y EnergyPlus la trata de forma pre-definida tal y como se describe en la norma internacional ISO 15099:2003- [46]. Por su parte, la convección en el lado exterior, caracterizada por el coeficiente h_o , EnergyPlus la trata mediante alguna de las correlaciones que se proponen para la convección externa sobre superficies de la envolvente. De forma pre-definida, introduce lo que se denomina ‘ADAPTIVE ALGORITHM’ que permite la selección automática del modelo dependiendo de las condiciones presentes.

Procedimientos de resolución de las ecuaciones del modelo

- a. La resolución del conjunto de ecuaciones se realiza del siguiente modo:
- b. Se linealizan las ecuaciones respecto del coeficiente de transferencia de calor por radiación, es decir, se extrae éste coeficiente con una dependencia cúbica en la temperatura, y se escribe el sistema en forma matricial;
- c. Se toma como valor inicial de temperatura para el paso actual el del paso anterior. Para el primero se evalúa la temperatura a partir de un sistema eléctrico RC análogo al térmico;
- d. Se reevalúa el coeficiente de convección del interior y, posteriormente también el resto de coeficientes de transferencia de calor por radiación;
- e. Se resuelve el sistema en las incógnitas de temperaturas por descomposición LU;
- f. Se aplica un factor de relajación para la nueva temperatura y se vuelve al paso 2.

Las condiciones de convergencia y parada del cálculo son las siguientes:

$$\frac{1}{2N} \sum_{i=1}^{2N} |\Delta T_i| < 0.02 \text{ K} \quad (5-3)$$

o 100 iteraciones, lo que antes suceda. Si se alcanzan las 100 iteraciones, el programa repite el cálculo con una condición de convergencia con un límite aumentado de 0.02 K a 0.2 K. Si aun así no se alcanza la convergencia, el programa devuelve un error.

La información necesaria para configurar el modelo para acristalamientos de EnergyPlus puede ser facilitada mediante dos posibles conjuntos de datos de entrada. El primero (‘SIMPLE WINDOW’), más reducido, asimila el sistema de acristalamiento a un vidrio monolítico de propiedades equivalentes. El segundo (‘LAYER-BY-LAYER’) considera las propiedades de cada capa del sistema, sus posibles cavidades de aislamiento rellenas de su gas particular, elementos de sombra, etc.

Parametrización ‘SIMPLE WINDOW’

La parametrización ‘SIMPLE WINDOW’ describe el comportamiento térmico del acristalamiento con dos índices: el coeficiente de transferencia de calor global, U , y el coeficiente de ganancia de calor solar, g . Opcionalmente, puede incluirse la transmitancia

luminosa τ_v . EnergyPlus convierte estos índices en los parámetros necesarios para el sistema de ecuaciones del modelo, mediante un conjunto adecuado de correlaciones.

El proceso que sigue el programa se resume en los siguientes pasos:

1. Determina la resistencia térmica entre la superficie externa y la superficie interna del acristalamiento equivalente, calculando primero los coeficientes de transferencia de calor de ambas superficies (en condiciones de invierno) a partir de sendas correlaciones dadas en función del valor U , y después aplicando la definición del coeficiente de transferencia de calor global, U .
2. Determina el espesor del vidrio a partir de la correspondiente correlación dependiente de la resistencia determinada en el paso 1. La conductividad k se calcula a partir de dicha resistencia y el espesor.
3. Determina la transmitancia solar mediante un conjunto de correlaciones que involucran al coeficiente g , y que dependen del rango al que pertenezca el coeficiente U .
4. Calcula las reflectancias solares frontal y trasera a partir del coeficiente de ganancia de calor solar, la transmitancia solar y la fracción de radiación entrante a través del acristalamiento al interior del edificio. Para ello EnergyPlus determina los coeficientes de transferencia de calor superficiales (en condiciones de verano en este caso) mediante una serie de correlaciones dependientes de la transmitancia solar y el coeficiente g , reguladas según el rango al que pertenece el coeficiente U . Utilizando estos coeficientes de superficie y la resistencia térmica del punto 1 calcula la fracción de radiación entrante.
5. Opcionalmente, se puede facilitar la transmitancia luminosa τ_v al programa. A partir de ella, y usando ciertas correlaciones, obtiene la reflectancia luminosa correspondiente. De no facilitarse, EnergyPlus asume como iguales las propiedades solares y lumínicas.
6. Finalmente, el comportamiento angular de las propiedades de transmitancia y reflectancia se introduce mediante correlaciones experimentales con cinco constantes dependientes de la estructura del acristalamiento.

Las limitaciones de esta parametrización son varias:

- ❖ El modelo de transformación de los parámetros sólo es aplicable en acristalamientos especulares.
- ❖ Su carácter inherentemente aproximado es debido a que:
 - El factor solar, g , combina radiación solar transmitida de forma directa con absorbida y reemitida al interior, lo cual afecta al balance térmico interior. Pero existen acristalamientos diferentes con el mismo g que tienen diferentes proporciones transmisión/absorción solar.
 - El factor solar, g , se da a incidencia normal. Sin embargo, el comportamiento angular depende del número de capas, su espesor, los recubrimientos, etc. Así, existen acristalamientos con el mismo g que tienen diferentes comportamientos angulares.
 - No tiene en cuenta que el coeficiente U depende de la temperatura.

Parametrización ‘LAYER-BY-LAYER’

La parametrización ‘LAYER-BY-LAYER’ describe el sistema de cerramiento transparente como un sistema compuesto por varios elementos, de los cuales únicamente el acristalamiento es imprescindible. El resto de elementos son la carpintería, la cámara o cámaras de gas que separen los paños de vidrio y los elementos de sombreado presentes. El conjunto de índices que caracterizan el comportamiento del acristalamiento está formado por el espesor de las diferentes capas y cámaras, e_i , las propiedades ópticas de transmitancia, $T(\lambda)$ y reflectancia frontal y trasera, $R(\lambda)^{frontal/trasera}$ de las distintas láminas de material, que pueden ser directamente las curvas espectrales las conductividades de las diferentes láminas de material, k_i , las emisividades de las superficies de las láminas de material, $\varepsilon_i^{frontal/trasera}$, la transmitancia del infrarrojo de los materiales, τ_{IR} , así como las propiedades termo-físicas de los gases presentes (conductividad, viscosidades cinemática y dinámica, calor específico).

EnergyPlus convierte estos índices en los parámetros necesarios para el sistema de ecuaciones del modelo, mediante el siguiente proceso de cálculos previos:

- a. Determina las propiedades espectrales, si es el caso, de transmitancia, reflectancias frontal y trasera y absorptancia del acristalamiento.
- b. Promedia adecuadamente estas curvas para obtener las propiedades solares y lumínicas del acristalamiento.
- c. Calcula la dependencia angular de tales propiedades mediante una serie de correlaciones.
- d. Integra dichas propiedades para obtener las propiedades hemisféricas.

Además de éstas, existen otras propiedades complementarias dependiendo del tipo de sistema de cerramiento de que se disponga. Como no es el caso, se obvian y se emplaza a la documentación del programa [32] para más información.

En este trabajo se han utilizado ambas parametrizaciones para introducir los datos de entrada necesarios para la simulación del sistema de acristalamiento, tanto con vidrios convencionales como con laminados fotovoltaicos. Hay que hacer notar también que la consideración del acristalamiento en ambos casos ha sido la de un vidrio monolítico equivalente con todas las propiedades del sistema real que se han medido o calculado. Es decir, en la parametrización ‘SIMPLE WINDOW’ se introducirán las propiedades tal y como se indica, y en la parametrización ‘LAYER-BY-LAYER’ se introducirán las propiedades espectrales globales de los vidrios laminados, medidas o derivadas teóricamente.

5.2.2 Selección de un programa para la simulación eléctrica del generador fotovoltaico integrado: SAM

El programa seleccionado para esta parte de la simulación del comportamiento eléctrico de la instalación fotovoltaica es *System Advisor Model* [95], desarrollado por el *National Renewable Energy Laboratory* (NREL). Es una herramienta de simulación de la operación de instalaciones de generación de energía basadas en fuentes renovables, en particular de energía solar fotovoltaica. Se trata de una herramienta muy completa y tiene carácter libre lo que la hace extensamente usada y, al estar desarrollada también por NREL, comparte

bases de datos climáticas de EnergyPlus. Por otro lado, también tiene la posibilidad de seleccionar distintos modelos de generación y de pérdidas del sistema fotovoltaico.

En cualquier caso, los resultados obtenidos con esta herramienta son muy parecidos a los obtenidos con PVSyst [58], una herramienta análoga muy utilizada en el ámbito fotovoltaico.

5.3 Los parámetros característicos de los módulos FV para la simulación energética del edificio

En esta sección se presenta el resumen de los parámetros característicos de los módulos fotovoltaicos necesarios para la simulación energética del edificio donde van integrados, considerando los programas EnergyPlus y SAM (Tabla 5-1). Los parámetros eléctricos y ópticos se han estudiado y evaluado en el capítulo 4, y los parámetros térmicos se tratarán en los apartados que siguen a éste.

Tabla 5-1: Parámetros característicos de los módulos fotovoltaicos para los modelos de simulación. El subíndice *CEM* indica condiciones estándar de medida y *TONC* se refiere a las condiciones de ensayo que definen la temperatura de operación nominal de la célula.

Descripción	Símbolo	Unidades
PARÁMETROS GENERALES		
Área de la superficie	A_s	m ²
Espesor de la i-capa	e_i	m
Espesor del acristalamiento	e	m
PARÁMETROS TERMO-ÓPTICOS		
Transmitancia espectral	$\tau(\lambda)$	Adim.
Reflectancia espectral frontal/trasera	$\rho^{frontal/trasera}(\lambda)$	Adim.
Transmitancia solar	τ_e	Adim.
Reflectancia solar frontal/trasera	$\rho_e^{frontal/trasera}$	Adim.
Transmitancia lumínica	τ_V	Adim.
Reflectancia lumínica frontal/trasera	$\rho_V^{frontal/trasera}$	Adim.
Factor corrector por suciedad	---	Adim.
Carácter difusivo solar	---	Adim.
Transmitancia infrarroja	τ_{IR}	Adim.
Emisividad hemisférica frontal/trasera	$\varepsilon^{frontal/trasera}$	Adim.
Conductividad de la i-capa	k_i	W·m ⁻¹ ·K ⁻¹
Conductividad efectiva	k	W·m ⁻¹ ·K ⁻¹
Coefficiente de transferencia de calor global	U	W·m ⁻² ·K ⁻¹
Factor solar	g	Adim.
PARÁMETROS ELÉCTRICOS-FV		
Tecnología de célula	---	Adim.

Número de células en serie del módulo	N_s	Adim.
Área del módulo	S	m ²
Anchura de la banda prohibida del semiconductor	GAP	eV
Resistencia en paralelo	R_{sh}	Ω
Corriente de cortocircuito	I_{SC}	A
Voltaje en circuito abierto	V_{OC}	V
Corriente en el punto de máxima potencia	$I_{mp,CEM}$	A
Voltaje en el punto de máxima potencia	$V_{mp,CEM}$	V
Coefficiente de temperatura para la corriente de cortocircuito	α	A / K (% / K)
Coefficiente de temperatura para el voltaje en circuito abierto	β	V / K (% / K)
Coefficiente de temperatura para la potencia y el rendimiento	γ	W / K (% / K)
Coefficiente de pérdidas de calor del módulo	U_L	W·m ⁻² ·K ⁻¹
Capacidad calorífica del módulo	$C_{módulo}$	J·m ⁻² ·K ⁻¹

5.4 Metodología de cálculo del comportamiento térmico de los módulos FV integrados arquitectónicamente. Determinación del coeficiente de transferencia de calor global, U

El comportamiento eléctrico y óptico de los módulos fotovoltaicos integrados en edificios se ha abordado en el capítulo 4. En cuanto al comportamiento térmico, de las medidas realizadas de transmitancia y reflectancia espectral se ha obtenido un primer valor del factor solar en condiciones estándar de ensayo. Resta conocer, por lo tanto, el coeficiente de transferencia de calor global, U , para la completa descripción térmica del efecto de la integración arquitectónica de los módulos fotovoltaicos. En este apartado se propone un método para la obtención de este coeficiente de transferencia de calor global basado en un modelo de balance de transferencia de calor a través de un módulo fotovoltaico integrado como componente de un sistema de acristalamiento. A su vez, se aprovechan algunos resultados para obtener también un factor solar, g , en condiciones más generales.

5.4.1 Planteamiento

El problema de la caracterización térmica de un módulo fotovoltaico integrado en la envolvente del edificio es el de un componente constructivo laminado plano y situado en posición vertical formado por láminas plano-paralelas de diversos materiales, que separa dos ambientes con diferentes condiciones de temperatura, viento y humedad, y está sometido a un cierto nivel de irradiancia solar.

Los materiales de encapsulado y de protección de las células solares fotovoltaicas (vidrio, plásticos de distintos tipos e incluso algunos conductores eléctricos) son materiales transparentes en la mayor parte o la totalidad del rango solar ($\tau_e > 80\%$) lo que implica, a su vez, que sean poco absorbentes de la misma. Por el contrario, el material activo de las células solares fotovoltaicas está diseñado para absorber el máximo nivel de radiación solar

posible especialmente en su rango de respuesta espectral, por lo que su absorptancia solar es elevada ($\alpha_e > 70\%$).

En su conjunto, un módulo fotovoltaico integrado arquitectónicamente como componente de un sistema constructivo, puede presentar características lumínicas y de inercia térmica similares a las de un vidrio usado como revestimiento o como acristalamiento. Sin embargo, su alto índice de absorptancia, le asemeja más a un elemento opaco de la envolvente. Finalmente, su capacidad de transformar energía solar en energía eléctrica, permite descontar parte de la energía solar absorbida en el balance térmico del elemento. Todo ello hace que su comportamiento térmico y su caracterización difieran de las del resto de materiales y sistemas constructivos que forman la envolvente edificatoria.

5.4.2 Condiciones de contorno

Las condiciones de contorno a las que se halla sometido el módulo fotovoltaico integrado en el edificio como componente semitransparente son equivalentes a las del que sustituye. Con el fin de recabar las distintas condiciones estándar que se utilizan habitualmente, se ha realizado una revisión de la normativa internacional relacionada [4][5][6][16][17][46][45], concluyéndose que la matriz de condiciones más global e intermedia entre todas las propuestas puede ser la mostrada en la siguiente tabla:

Tabla 5-2 : Condiciones de contorno más comúnmente utilizadas según la normativa técnica consultada, y consideradas en este trabajo.

	Condiciones Invierno		Condiciones Verano	
	<i>Interior</i>	<i>Exterior</i>	<i>Interior</i>	<i>Exterior</i>
$T (^{\circ}\text{C})$	20.0	0.0	25.0	30.0
$v_{\text{viento}} (\text{m}\cdot\text{s}^{-1})$	0	4	0	1
$G (\text{W}\cdot\text{s}^{-2})$	---	300	---	500

Estas condiciones son las que se consideran en el modelo teórico que se desarrolla en este apartado.

5.4.3 Descripción del modelo físico

El sistema que se pretende modelizar está formado por dos ambientes separados por un acristalamiento integrado en la envolvente del edificio. Suponiendo que es posible lograr un estado térmico de régimen estacionario, los flujos de energía presentes son los siguientes:

El módulo fotovoltaico recibe una irradiancia G . Una parte de esta irradiancia es reflejada, otra es transmitida a través del laminado y una última parte es absorbida por el mismo. Las proporciones de irradiancia están reguladas por la reflectancia solar del módulo (ρ_e), la transmitancia solar (τ_e) y la absorptancia solar (α_e). A su vez, de esta irradiancia absorbida, una parte es transformada en electricidad por conversión fotovoltaica, según la eficiencia del módulo η , y otra se reemite en forma de calor. En definitiva, el efecto de la irradiancia solar en el cómputo de flujos de calor presentes es:

$$q'' = G(\alpha_e - \eta) = G(1 - \tau_e - \rho_e - \eta) \quad (5-4)$$

La eficiencia del módulo depende, en general, de la temperatura de operación de la célula, T_C .

$$\eta = \eta^* \left(1 + \gamma (T_C - T_C^*) \right) = a - bT_C \quad (5-5)$$

donde η^* , T_C^* son la eficiencia del módulo y su temperatura de célula en condiciones estándar de ensayo y γ es el coeficiente de temperatura de máxima potencia en $^{\circ}\text{C}^{-1}$. Por simplicidad, en este modelo se considera que la eficiencia del módulo es constante.

El calor fruto de la absorción del flujo de radiación descrito en el punto 1 es transferido hacia las superficies, y de ahí es disipado a los ambientes colindantes. La transferencia a las superficies se realiza mediante procesos de conducción térmica a través de los diferentes materiales que constituyen el laminado, gobernados por sus correspondientes coeficientes de transferencia de calor, $h_{cond,e}$, $h_{cond,i}$.

Se establece la hipótesis de que el módulo ha recibido irradiación por igual en toda su superficie. Ello se traduce en que la transferencia de calor por conducción sea unidimensional según los gradientes entre la temperatura de célula y las temperaturas de las respectivas superficies, $(T_C - T_{s,e})$, $(T_C - T_{s,i})$. Así,

$$q'' = h_{cond,e} (T_C - T_{s,e}) + h_{cond,i} (T_C - T_{s,i}) \quad (5-6)$$

El calor transferido por conducción hasta las superficies del módulo fotovoltaico se disipa en los correspondientes ambientes circundantes mediante procesos de convección del aire adyacente a dichas superficies, con temperaturas $T_{a,e}$, $T_{a,i}$, respectivamente, regulados por sus coeficientes de transferencia de calor asociados, $h_{conv,e}$, $h_{conv,i}$;

$$h_{conv,e} (T_{s,e} - T_{a,e}), h_{conv,i} (T_{s,i} - T_{a,i}) \quad (5-7)$$

y mediante procesos de intercambio radiativo entre la superficie del módulo y las superficies del entorno a temperaturas $T_{entorno,e}$, $T_{entorno,i}$, respectivamente, regulados, a su vez, por sus coeficientes de transferencia de calor asociados, $h_{rad,e}$, $h_{rad,i}$:

$$h_{rad,e} (T_{s,e} - T_{entorno,e}), h_{rad,i} (T_{s,i} - T_{entorno,i}) \quad (5-8)$$

Con estos flujos, las ecuaciones de balance que se obtienen, para el estado de régimen estacionario, y bajo las hipótesis enunciadas, responden a las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned} h_{cond,e} (T_C - T_{s,e}) &= h_{conv,e} (T_{s,e} - T_{a,e}) + h_{rad,e} (T_{s,e} - T_{entorno,e}) \\ h_{cond,i} (T_C - T_{s,i}) &= h_{conv,i} (T_{s,i} - T_{a,i}) + h_{rad,i} (T_{s,i} - T_{entorno,i}) \end{aligned} \quad (5-9)$$

Aplicando el principio de superposición, cada mecanismo de transmisión de calor puede ser considerado por separado. La resolución de las ecuaciones (5-4) a (5-8) permite determinar, por un lado, las temperaturas de la célula y de las superficies externas del módulo fotovoltaico, y por otro los coeficientes de transferencia de calor de los distintos procesos para las temperaturas adecuadas.

La expresión general que permite calcular el coeficiente de transferencia de calor por procesos de conducción, con elementos de transferencia en serie es:

$$h_{cond} = \sum_{j=1}^{N-\text{capas}} \frac{k_j}{e_j} \quad (5-10)$$

y para la transferencia de calor por radiación:

$$h_{rad} = \frac{\sigma}{\frac{1-\varepsilon_1}{\varepsilon_1 A_1} + \frac{1}{A_1 F_{1-2}} + \frac{1-\varepsilon_2}{\varepsilon_2 A_2}} (T_{s,1}^2 + T_{s,2}^2) \left(\frac{1}{\varepsilon_1} + \frac{1}{\varepsilon_2} \right) \quad (5-11)$$

donde k y e son la conductividad del material y su espesor en dirección al gradiente de temperaturas, y ε , A y F_{1-2} son la emisividad de la superficie, su área y el factor de visión de la superficie 1 respecto de la superficie 2, respectivamente.

No existe, sin embargo, una expresión general única para el coeficiente de transferencia de calor por convección, pero se puede expresar como una función de diversos factores ambientales y geométricos que afectan tanto a la superficie sólida que la soporta, como al fluido que la baña. Así,

$$h_{conv} = h_{conv}(\text{geometría, orientación, características tcas. y velocidad del fluido}) \quad (5-12)$$

En el caso particular que se va a tratar, las hipótesis que se establecen para los coeficientes de transferencia de calor por radiación son las siguientes. Al estar dispuesto el módulo fotovoltaico en vertical, por una parte, y ser su tamaño muy inferior al de la superficie del hemisferio celeste y el suelo que ‘ve’, por otra, la expresión correspondiente al intercambio de calor por radiación de la superficie externa del módulo se puede desglosar en dos: intercambio radiativo con el cielo e intercambio radiativo con el suelo. Por ello, en ambas expresiones simplificadas aparecerán la emisividad de la superficie del módulo fotovoltaico y un factor de forma de 0.5. La diferencia se encuentra en la temperatura de la superficie con la que va a intercambiar calor por radiación [79].

$$h_{rad,e}^{cielo} = \frac{1}{2} \varepsilon_s \sigma (T_{s,e}^2 + T_{cielo}^2) \left(\frac{1}{\varepsilon_s} + \frac{1}{\varepsilon_{cielo}} \right) \quad (5-13)$$

$$h_{rad,e}^{suelo} = \frac{1}{2} \varepsilon_s \sigma (T_{s,e}^2 + T_{suelo}^2) \left(\frac{1}{\varepsilon_s} + \frac{1}{\varepsilon_{suelo}} \right) \quad (5-14)$$

Como temperatura de suelo se ha usado, en todo momento, la temperatura ambiente seca del aire circundante [81]. Mientras, para el caso de la temperatura de cielo, se han probado diferentes correlaciones para obtenerla, las cuales corrigen la temperatura ambiente por diversos factores relacionados con el estado de humedad, claridad del cielo, etc. para su determinación. Finalmente, se ha optado por mantener una temperatura de cielo también igual a la temperatura media del aire ambiente, a falta de disponer de ese dato [33]. Así, $T_{cielo} = T_{suelo} = T_{a,e}$.

En el caso de la superficie interna, se va a suponer al módulo y a las paredes interiores como dos planos paralelos e infinitos [18][80][81] que intercambian calor por radiación, de manera que la expresión se transforma en:

$$h_{rad,i} = \left(\frac{1}{\varepsilon_s} + \frac{1}{\varepsilon_{s,i}} - 1 \right)^{-1} \sigma (T_{s,i}^2 + T_{entorno,i}^2) \left(\frac{1}{\varepsilon_s} + \frac{1}{\varepsilon_{s,i}} \right) \quad (5-15)$$

Los coeficientes de transferencia de calor por convección son difíciles de determinar analíticamente, debido al número de variables que entran en juego. Estas variables, agrupadas adecuadamente en parámetros adimensionales, permiten distinguir los regímenes en los que predominan unas interacciones físicas u otras.

El cálculo de los coeficientes de transmisión de calor por convección, se fundamenta en correlaciones inferidas de experimentos realizados para las configuraciones en estudio.

Estas correlaciones son expresiones matemáticas que involucran los parámetros adimensionales característicos de los procesos físicos presentes y, dentro de los rangos pertinentes, permiten hacer balance entre ellos. De esta manera, se configura el número adimensional de Nusselt, Nu , como aquel que permite expresar el coeficiente de transferencia de calor por convección para múltiples configuraciones [79]. Dicho coeficiente convección, en términos del número de Nusselt, y promediado para la longitud característica del módulo fotovoltaico, viene dado por la expresión:

$$h_{conv} = \frac{k}{L} Nu_L \quad (5-16)$$

con k la conductividad térmica del aire en la capa límite térmica. Habitualmente, el número de Nusselt se expresará en términos de otros números adimensionales dependiendo del tipo de convección presente, natural (debida al movimiento del fluido provocado por un gradiente de densidades debido al calor cedido o absorbido por el fluido) o forzada (debida a la existencia de una fuente de momento que obliga al fluido a moverse).

$$Nu_{L,N} = Nu_L(Ra, Gr) \text{ (natural)}, Nu_{L,F} = Nu_L(Re, Pr) \text{ (forzada)} \quad (5-17)$$

Siendo Ra el número de Rayleigh, Pr el número de Prandtl y Gr el número de Grashof, que se calculan mediante las expresiones:

$$Ra_L = g \left(\frac{\rho^2 \beta c_p}{\mu k} \right) L^3 (T_s - T_a); Pr = \frac{c_p \mu}{k}; Re = \frac{\rho}{\mu} L V_{max} \quad (5-18)$$

Los valores de las propiedades físicas del fluido, que aparecen en los números adimensionales, se consideran a una temperatura media entre la de la superficie y el aire alejado de la misma, salvo en el caso de β , que corresponderá con el de temperatura ambiente, puesto que, en primera aproximación, dicho coeficiente para gases ideales se calcula como el valor inverso de la temperatura.

Para decidir en qué régimen de convección se encuentra el sistema, se ha aplicado el siguiente criterio de discriminación [8] [36], basado en los números adimensionales involucrados:

$$Gr/Re^2 = \begin{cases} \gg 1, \text{convección natural} \\ \approx 1, \text{convección mixta} \\ \ll 1, \text{convección forzada} \end{cases} \quad (5-19)$$

La convección natural posee dos regímenes: laminar y turbulento, distinguibles por el número de Ratkeigh. Se proponen las correlaciones de Churchill-Chu válidas para cada uno de los regímenes [8][79]. Sus expresiones son:

$$Nu_{L,N} = 0.68 + 0.67 \frac{Ra_L^{1/4}}{\left(1 + \left(\frac{0.492}{Pr} \right)^{9/6} \right)^{4/9}}; Ra_L < 10^9 \quad (5-20)$$

$$(Nu_{L,N})^{1/2} = 0.825 + \frac{0.387 Ra_L^{1/6}}{\left(1 + \left(\frac{0.492}{Pr} \right)^{9/16} \right)^{8/27}}; Ra_L > 10^9 \left(10^{-1} < Ra_L < 10^{12} \right) \quad (5-21)$$

Estas correlaciones de Churchill y Chu están cotejadas para convección natural en una superficie vertical o alejada de la verticalidad hasta un cierto límite ($0^\circ < \gamma < 60^\circ$), corregible

en el valor de la aceleración de la gravedad por el seno del ángulo, donde la temperatura de la superficie es constante. Esta segunda correlación es ampliación de la primera y puede usarse finalmente, con buena precisión, para ambos regímenes. Para valores de $Ra_L > 10^{12}$, distintos autores proponen [8][61]:

$$Nu_{L,N} = 0.1 \cdot Ra_L^{1/3}; Ra_L > 10^{12} \quad (5-22)$$

Análogamente, la convección forzada posee ambos regímenes, y puede distinguirse una tercera región de transición entre ambos [8][79][61]. El régimen laminar se considera hasta valores del número de Reynolds de $Re < 10^5$, el régimen de transición en el intervalo $10^5 < Re < 5 \cdot 10^5$, y el turbulento con valores de $5 \cdot 10^5 < Re < 10^7$ y superiores. Las distintas correlaciones que se han considerado son [8][79]:

$$Nu_{L,F} = 0.664 Pr^{1/3} Re_L^{1/2}; Re < 10^5 \quad (0.6 \leq Pr < 10) \quad (5-23)$$

Aunque para el régimen laminar ya se ha dado la correlación anterior, para éste en combinación con el de transición, la correlación de Churchill-Ozoe [referencia] garantiza un comportamiento global adecuado:

$$Nu_{L,N} = 2 \cdot \frac{0.3387 Re_L^{1/2} Pr^{1/3}}{\left(1 + \left(\frac{0.0468}{Pr}\right)^{2/3}\right)^{1/4}}; Re < 5 \cdot 10^5 \quad (Re_x \cdot Pr > 100) \quad (5-24)$$

Para convección forzada en régimen turbulento con distribuciones isotermas o de flujo de calor uniforme en superficies verticales varios autores [8][79] proponen utilizar esta otra correlación:

$$Nu_{L,F} = 0.037 Pr^{1/3} Re^{4/5}; 5 \cdot 10^5 < Re < 10^7 \quad (0.6 < Pr < 60) \quad (5-25)$$

En el caso de que el criterio indicase una situación de convección mixta, Churchill (1977) [66] sugirió la siguiente relación:

$$Nu = \left(Nu_N^3 + Nu_F^3 \right)^{1/3} \quad (5-26)$$

que también se ha tenido en consideración en este trabajo.

Como la temperatura de la superficie es una de las incógnitas del problema, se han introducido los valores de las propiedades físicas correspondientes a una temperatura intermedia entre las de ambos ambientes en el caso del vidrio, y una temperatura intermedia entre la *TONC* del módulo FV y la del aire en cada uno de los ambientes para el caso del módulo FV.

Una vez establecidas las expresiones que se van a utilizar en las ecuaciones de balance y que permiten obtener las temperaturas de célula y de las superficies del módulo, se procedió a resolver el modelo térmico en régimen estacionario propuesto. Dado que las ecuaciones no son lineales, y los propios coeficientes de transferencia de calor tienen dependencia en las incógnitas del problema, se ha utilizado el programa de cálculo simbólico MATHEMATICA, de Wolfram Research Inc. [92] para resolver el problema de forma iterativa. A continuación, se esboza el esquema del proceso de cálculo seguido.

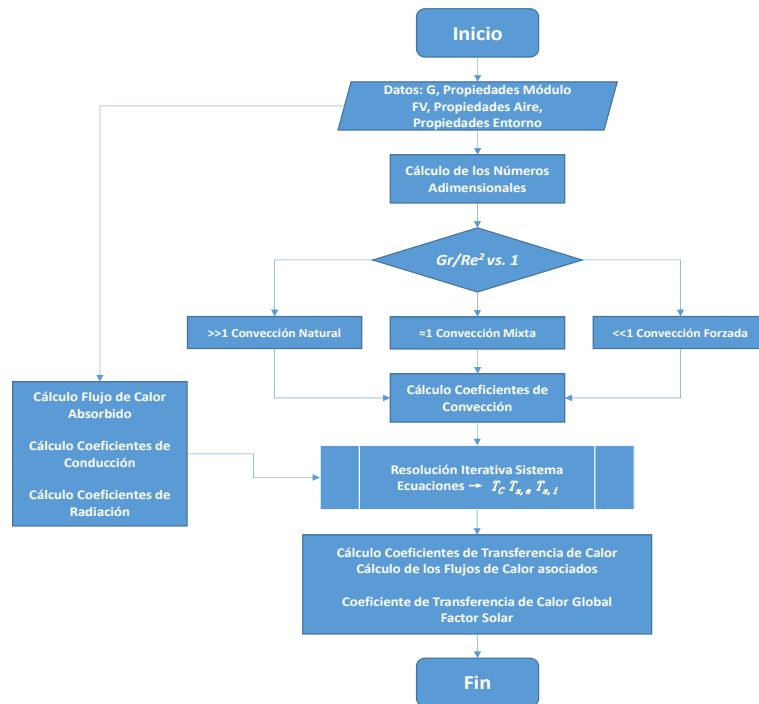


Figura 5-1: Diagrama de flujo del modelo desarrollado para la determinación del coeficiente global de transferencia de calor.

5.5 Validación del modelo

Para la comprobación de la validez del modelo descrito en el apartado anterior, se ha elegido un vidrio comercial convencional de 4 mm de espesor y de parámetros estándar conocidos. Dicho vidrio, denominado por el fabricante Guardian Europe como *Float ExtraClear* 4 mm, se encuentra en la base de datos *International Glazing Data Base (IGDB)* v.33.0 del Laboratorio Lawrence Berkeley [91]. Conforme al mismo, los datos que caracterizan a este vidrio son los siguientes:

Tabla 5-3: Características del vidrio monolítico de referencia.

$e \text{ (mm)}$	τ_e	ρ_e	τ_v	ρ_v	ε	$k \text{ (W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}\text{)}$
3.835	0.866	0.077	0.906	0.082	0.840	1.000

Otras propiedades, derivadas del cálculo con el programa WINDOW 7.4 [91] y los datos anteriores, son los coeficientes U y g : $U = 5.566 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{K}^{-1}$ y $g = 0.887$. Estos resultados se han obtenido bajo las mismas condiciones de contorno que se han propuesto (Tabla 5-2), considerando que los coeficientes de transferencia de calor superficiales por convección son, para el coeficiente U , $3.6 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{K}^{-1}$ en el interior y $20 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{K}^{-1}$ en el exterior y para el coeficiente g , $2.5 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{K}^{-1}$ en el interior y $8 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{K}^{-1}$ en el exterior. Estos coeficientes se corresponden con la situación tipo de invierno, sin radiación, en el caso de U , y la situación tipo de verano, con $500 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$, en el caso de g . Se ha supuesto una longitud característica de 1.9 m, que vendrá justificada en el apartado de simulación energética de edificios.

En la Tabla 5-4 se recogen los valores que se han obtenido con el modelo descrito previamente para cada coeficiente de transferencia de calor en las condiciones estándar (Tabla 5-2). Los valores se expresan del siguiente modo: valor de referencia/valor

calculado. Como información añadida, se han realizado los cálculos tanto para la condición de irradiancia en invierno de 300 W·m⁻² como para la considerada por el programa WINDOW 7.4 (sin irradiancia).

Tabla 5-4: Coeficientes de transferencia de calor del vidrio de referencia de 4mm, para las condiciones estándar: coeficiente de transferencia de calor global y factor solar. Los valores se expresan del siguiente modo: referencia/calculado.

$G \text{ (W} \cdot \text{m}^{-2})$	$h_{conv,e} \text{ (W} \cdot \text{m}^{-2})$	$h_{rad,e} \text{ (W} \cdot \text{m}^{-2})$	$h_{cond} \text{ (W} \cdot \text{m}^{-2})$	$h_{conv,i} \text{ (W} \cdot \text{m}^{-2})$	$h_{rad,i} \text{ (W} \cdot \text{m}^{-2})$	$U \text{ (W} \cdot \text{m}^{-2})$	$g \text{ (adim.)}$
0 (invierno)	20.0 / 16.5	--- / 4.2	--- / 260.8	3.6 / 3.2	--- / 4.5	5.6 / 5.4	---
300 (invierno)	20.0 / 16.5	--- / 4.2	--- / 260.8	3.6 / 3.1	--- / 4.6	--- / 5.4	0.879 / 0.881
500 (verano)	8.0 / 2.8	--- / 5.3	--- / 260.8	2.5 / 2.3	--- / 5.1	--- / 3.8	0.887 / 0.893
800 (verano)	--- / 2.8	--- / 5.3	--- / 260.8	--- / 2.5	--- / 5.1	--- / 3.8	--- / 0.894
1000 (verano)	--- / 2.8	--- / 5.3	--- / 260.8	--- / 2.6	--- / 5.1	--- / 3.9	--- / 0.894

Como se puede apreciar, los resultados obtenidos, en los casos que se dispone de referencia para comparar, subestiman los dados por los modelos aceptados generalmente en este ámbito. El modelo de cálculo desarrollado subestima la convección, especialmente la externa y en verano (65 % de discrepancia). Sin embargo, el cómputo que mezcla estos coeficientes para obtener el coeficiente global y el factor solar, parece que mejora estos resultados, 3.5 % de discrepancia en el U , y menos del 1 % en el g . No obstante, la validación se está realizando por comparación entre modelos de cálculo, por lo que se puede considerar un modelo razonable puesto que se ha realizado en base a correlaciones que describen la convección sobre superficies verticales isotermas o que involucran flujos de calor uniformes ampliamente aceptadas y cálculos generales de intercambio de calor por radiación.

5.6 Coeficiente U de un vidrio laminado convencional

Se han repetido los cálculos del apartado anterior para un vidrio laminado con una estructura similar a la de los laminados fotovoltaicos, pero sin células fotovoltaicas. El modelo elegido es el que el fabricante INTERPANE denomina *Laminate 33.2*, cuyos valores de referencia extraídos de la base de datos IGDB[91] son:

Tabla 5-5 : Características del vidrio laminado de referencia.

$e \text{ (mm)}$	τ_e	ρ_e	τ_V	ρ_V	ε	$k \text{ (W} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{K}^{-1})$
6.760	0.739	0.071	0.880	0.082	0.840	0.705

Otras propiedades, derivadas del cálculo con el programa WINDOW 7.4 [91] y los datos anteriores, son los coeficientes U y g : $U = 5.389 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{K}^{-1}$ y $g = 0.810$. De nuevo, estos resultados se han obtenido bajo las mismas condiciones que se indicaron para el caso del vidrio monolítico de 4 mm. En la Tabla 5-6 se recogen los valores que se han obtenido

con el modelo descrito previamente, para cada coeficiente de transferencia de calor en las condiciones de referencia indicadas.

Tabla 5-6 : Coeficientes de transferencia de calor para condiciones estándar: coeficiente de transferencia de calor global y factor solar para el vidrio laminado de referencia considerado. Los valores se expresan del siguiente modo: referencia/calculado.

$G (W \cdot m^{-2})$	$h_{conv,e} (W \cdot m^{-2})$	$h_{rad,e} (W \cdot m^{-2})$	$h_{cond} (W \cdot m^{-2})$	$h_{conv,i} (W \cdot m^{-2})$	$h_{rad,i} (W \cdot m^{-2})$	$U (W \cdot m^{-2})$	$g (adim.)$
0 (invierno)	20.0 / 16.5	--- / 4.2	--- / 104.3	3.6 / 3.1	--- / 4.5	5.4 / 5.3	---
300 (invierno)	20.0 / 16.5	--- / 4.2	--- / 104.3	3.6 / 2.9	--- / 4.5	--- / 5.2	0.785 / 0.789
500 (verano)	8.0 / 2.8	--- / 5.4	--- / 104.3	2.5 / 2.8	--- / 5.2	--- / 3.9	0.810 / 0.833
800 (verano)	--- / 2.8	--- / 5.5	--- / 104.3	--- / 3-1	--- / 5.2	--- / 4.0	--- / 0.835
1000 (verano)	--- / 2.8	--- / 5.5	--- / 104.3	--- / 3.3	--- / 5.3	--- / 4.1	--- / 0.835

Como se puede apreciar, los resultados obtenidos muestran la misma tendencia que en el caso del vidrio monolítico de referencia. Los valores de U y de g calculados, sin embargo, resultan similares a los de referencia.

5.7 Resultados obtenidos para módulos FV integrados arquitectónicamente

5.7.1 El coeficiente de transmisión térmica U para laminados fotovoltaicos

Después de validar el modelo sobre un vidrio sencillo y uno laminado, se ha calculado el coeficiente de transmisión térmica global de un módulo fotovoltaico semitransparente, siguiendo los mismos pasos indicados para los vidrios. Para el estudio se ha considerado un laminado fotovoltaico de silicio amorfo con las características incluidas en la Tabla 5-7.

Se han obtenido los valores de los coeficientes de transferencia de calor para las condiciones de contorno estándar indicadas en la normativa. La siguiente tabla recoge los valores de los coeficientes tanto para el vidrio laminado de referencia como para el módulo fotovoltaico semitransparente.

En invierno y en ausencia de irradiancia, los valores de los coeficientes de transferencia de calor por convección y radiación son iguales para los dos laminados. Esto se debe a que, siendo iguales las condiciones de contorno y no existiendo generación de calor en su interior por la absorción de radiación, las diferencias que existen entre ambos son sus conductividades y sus espesores, diferencias que son mínimas, por lo que las temperaturas de superficie son prácticamente iguales (se diferencian en la centésima de grado).

Tabla 5-7: Características del vidrio laminado fotovoltaico de Soliker SOLGLASS 20 %.

Propiedad	Símbolo	Unidades	Valor
Dimensiones del laminado	$L_1 \times L_2$	mm	1245 × 635
Dimensiones del área activa	$(L_1 \times L_2)_{activa}$	mm	1215 × 570
Espesor de las capas de vidrio	e_{vidrio}	mm	3.2
Espesor de la capa de PVB	e_{PVB}	mm	0.45
Espesor del laminado	e	mm	6.85
Rendimiento eléctrico	η	---	4.3 %
Coefficiente de temperatura de máxima potencia	γ	°C ⁻¹	-0.19 %
Temperatura de operación nominal	$TONC$	°C	45.0
Transmitancia solar	τ_e	---	0.144
Reflectancia solar	ρ_e	---	0.134
Transmitancia luminosa	τ_V	---	0.170
Emisividad de las superficies	ε	---	0.840
Conductividad térmica del vidrio	k_{vidrio}	W·m ⁻¹ ·K ⁻¹	1.000
Conductividad térmica del PVB	k_{PVB}	W·m ⁻¹ ·K ⁻¹	0.226
Conductividad efectiva del laminado	$k_{efectiva}$	W·m ⁻¹ ·K ⁻¹	0.816

Tabla 5-8: Coeficientes de transferencia de calor calculados de un vidrio laminado convencional y del laminado fotovoltaico en las condiciones estándar, coeficiente de transferencia de calor global y factor solar.

Se incluye, en primer lugar, el valor para el vidrio, y a continuación, y en negrita para el módulo.

G (W/m ²)	$h_{conv,e}$ (W·m ⁻²)	$h_{rad,e}$ (W·m ⁻²)	h_{cond} (W·m ⁻²)	$h_{conv,i}$ (W·m ⁻²)	$h_{rad,i}$ (W·m ⁻²)	U (W·m ⁻²)	g (adim.)
0 (invierno)	16.5 / 16.5	4.2 / 4.2	104.3 / 119.2	3.1 /	4.5 / 4.5	5.3 / 5.3	---
300 (invierno)	16.5 / 16.4	4.2 / 4.4	104.3 / 119.2	2.9 / 2.2	4.5 / 4.6	5.2 / 4.9	0.789 / 0.322
500 (verano)	2.8 / 3.9	5.4 / 5.7	104.3 / 119.2	2.8 / 3.7	5.2 / 5.5	3.9 / 4.5	0.833 / 0.496
800 (verano)	2.8 / 4.3	5.5 / 6.0	104.3 / 119.2	3.1 / 4.1	5.2 / 5.7	4.0 / 4.8	0.835 / 0.497
1000 (verano)	2.8 / 4.5	5.5 / 6.2	104.3 / 119.2	3.3 / 4.3	5.3 / 5.9	4.1 / 5.0	0.835 / 0.497

En condiciones de invierno, pero con radiación, aparecen diferencias en todos los valores de los coeficientes de transferencia de calor. El límite a la transferencia de calor lo impone, en esta situación, la convección natural del lado interior. El coeficiente de transferencia de calor global es menor en el caso del módulo fotovoltaico, puesto que su mayor temperatura (en torno a 5 °C superior) dificulta la transferencia de calor al reducir el gradiente entre ambientes, ya que queda entre la temperatura de ambos (16.7 °C). Donde existe una diferencia mayor es en el factor solar puesto que, a pesar de la alta absorción de radiación por las células (72.2 %), la baja transparencia del módulo fotovoltaico (14.4 %) hace que no se compensen sus componentes (transmisión directa solar y reemisión de la

energía solar absorbida) y no permitan una ganancia de energía solar como lo hace el laminado convencional de referencia.

En las condiciones de verano, independientemente del nivel de irradiancia, también existen diferencias entre los coeficientes, especialmente en los de convección. Las temperaturas de superficie del módulo son más elevadas que en el laminado (45.8 °C frente a 33.5 °C), fomentando la convección externa (más baja que en invierno debido a la velocidad de viento). Igualmente, por este motivo los procesos de radiación son más significativos en el caso del módulo fotovoltaico. Ello hace que sea mayor el coeficiente de transferencia de calor global del módulo fotovoltaico que el del laminado. También crecen los factores solares de ambos especímenes pero, en estas condiciones, las diferencias entre ambos se acortan (en invierno el factor solar del módulo fotovoltaico es un 40 % inferior, mientras que en verano lo es un 60 %).

5.7.2 Dependencia del coeficiente U de un laminado fotovoltaico con los parámetros ambientales

Se ha estudiado la variabilidad de los coeficientes de transmisión térmica respecto de las condiciones ambientales externas, para el laminado fotovoltaico y para el convencional de referencia. Se observa la gran influencia que ejerce en todos los casos la velocidad del viento, cuyo incremento desplaza las curvas de U hacia valores mayores. Este incremento es mayor al producirse el salto de velocidad de viento de 2.5 m/s a 5.0 m/s, debido al cambio que experimenta el número de Reynolds, lo que implica pasar del régimen laminar al régimen turbulento (ecuación (5.29) a ecuación (5.30)).

En las distintas gráficas de la Figura 5-2, se han representado los resultados para el laminado fotovoltaicos del cálculo de U frente a la temperatura ambiente externa para diferentes velocidades del aire exterior e irradiancia constante, y para distintas irradiancias y velocidad del aire exterior constante.

Para una absorptancia dada, el laminado adquiere una cierta temperatura interna dependiente de la irradiancia. Este calor generado se evacúa hacia las superficies. Dependiendo del mecanismo de transferencia de calor, éste proceso se realiza con mayor o menor eficacia.

Cuando se tiene convección natural a ambos lados del acristalamiento, se alcanzan sendos mínimos correspondientes a la igualdad de las temperaturas de superficie con la temperatura ambiente correspondiente. Éstos mínimos están tanto más separados cuanto mayor sea la irradiancia, puesto que tiene que haber una temperatura externa más fría para que se evacue más el calor y pueda igualarse a la superficial.

Sin embargo, cuando en el exterior existe convección forzada, mucho más efectiva que la natural, la superficie exterior se refrigera más rápido no llegando a igualarse la temperatura de esta superficie con la temperatura ambiente externa, salvo cuando esta coincida con la interior. En tal caso, prevalece el mínimo de la interior para ambas componentes. Como por fuera es capaz de refrigerarse, en el interior del material existe un gradiente de temperatura.

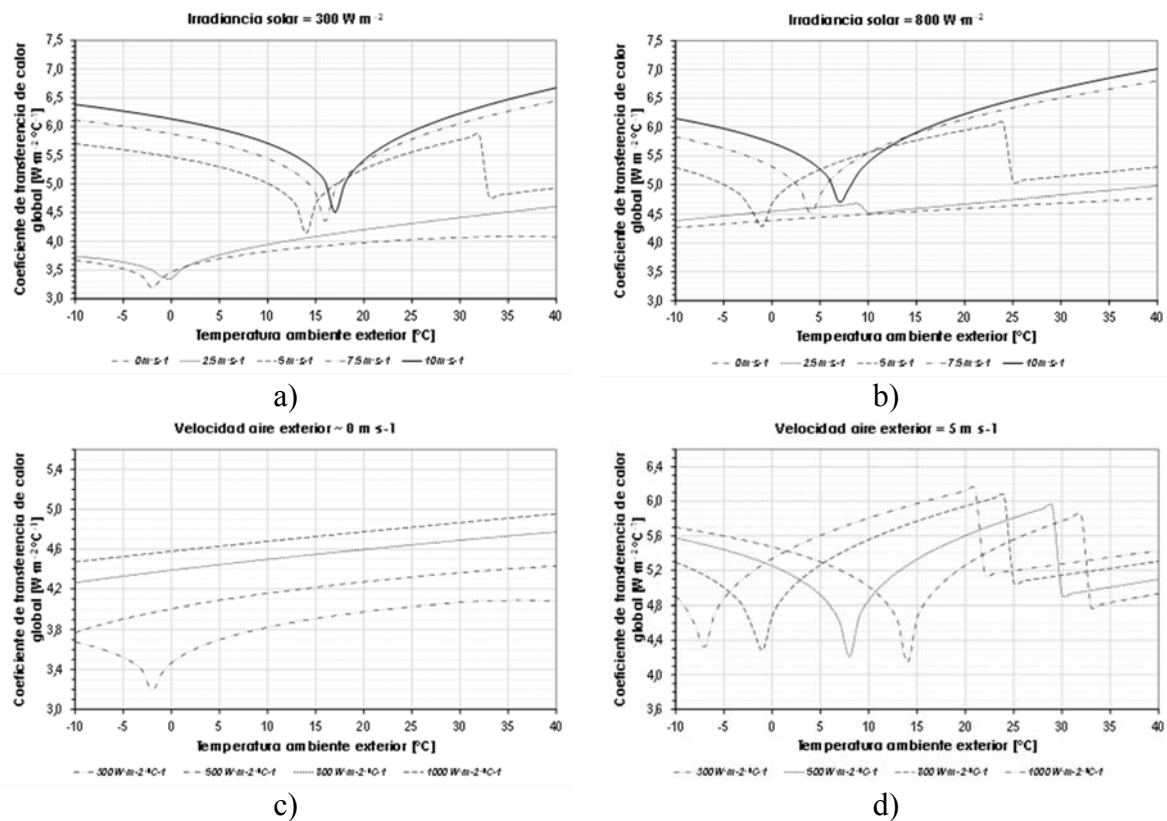


Figura 5-2: Para un vidrio laminado FV de 7 mm: a) y b) Coeficientes de transferencia de calor global frente a la temperatura externa para diferentes velocidades de viento a irradiancia constante ($300 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$, $800 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$); c) y d) Coeficientes de transferencia de calor global frente a la temperatura externa para las diferentes irradiancias a velocidad de viento constante ($0 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$, $5 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$).

Los diferentes comportamientos debidos a las correlaciones utilizadas, que se observan para cada una de las velocidades, son más complejos para las velocidades $2.5 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ y $5 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$, puesto que son dependientes, a su vez, de los niveles de irradiancia. En estos casos se observan saltos en la parte creciente de las curvas. Así, conforme aumenta la irradiancia, la curva para una velocidad de $2.5 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ obedece a coeficientes de transferencia externos dados por la correlación de Churchill-Ozoe o, con niveles de irradiancia superiores a $800 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$, a una convección mixta. En el caso de $5 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ se tiene convección forzada, pero dependiendo de la temperatura, el número de Nusselt toma la expresión de Churchill-Ozoe o la de la ecuación (5.30), más efectiva evacuando calor, todo ello, independientemente de la irradiancia presente.

Salvo en la situación de menor irradiancia, sólo la convección forzada permite que se alcance una temperatura de superficie compatible con la temperatura ambiente interna. En ningún caso se logra que el módulo tenga la temperatura del ambiente externo.

5.7.3 Coeficiente U promedio horario y promedio diario para laminados fotovoltaicos

Aunque el coeficiente U ha demostrado ser muy dependiente de la velocidad de viento y de la irradiancia en el caso de los laminados fotovoltaicos, se ha pretendido encontrar un valor promedio diario para dos días diferentes con el fin de poder utilizarlo en la simulación energética del edificio.

Para ello, se han considerado los datos horarios de dos días, del año meteorológico típico para la localidad de Madrid incluido en el archivo climático de EnergyPlus. Se han

extraído los datos horarios de irradiación global horizontal y directa, velocidad del viento y temperatura ambiente. Previamente al cálculo del coeficiente de transferencia de calor global, U , se ha procedido a calcular la irradiación horaria sobre una superficie vertical orientada hacia el norte y otra hacia el sur, mediante el modelo de Perez. Se ha considerado una temperatura interior constante de 20 °C en invierno y 25 °C en verano y la ausencia de corriente de aire. Con todo ello, se han obtenido los datos horarios del coeficiente U y, posteriormente, su promedio diario. En las gráficas de la Figura 5-3, se muestran las evoluciones horarias de los coeficientes U y g en promedio horario, para ambos días y ambos laminados (en negro el laminado convencional y en rojo el fotovoltaico).

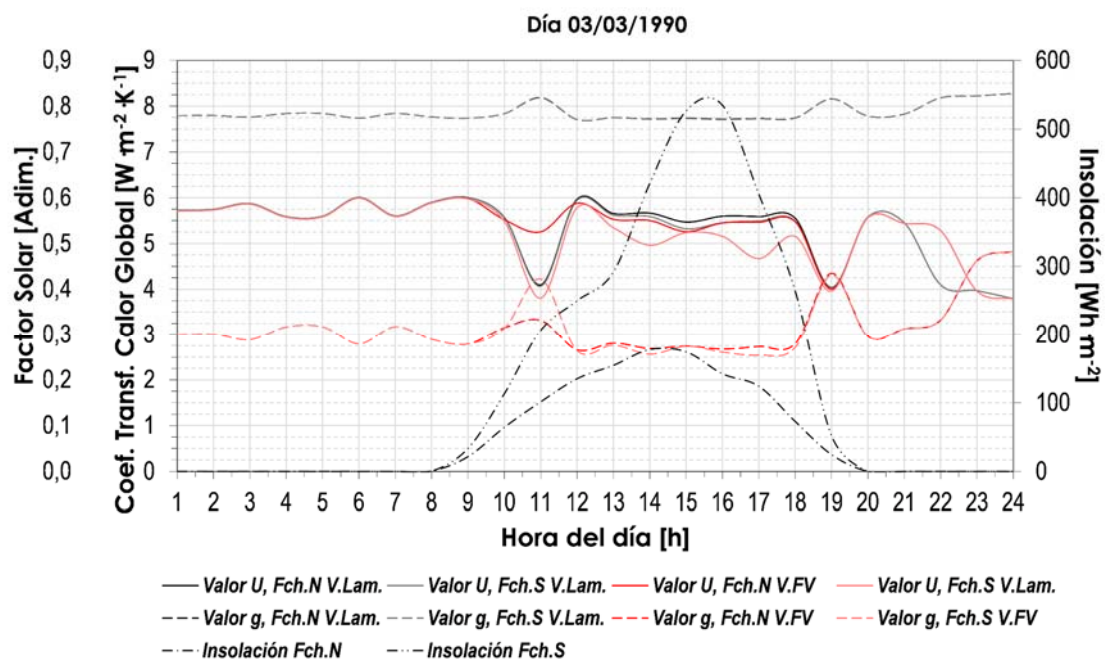
La Tabla 5-9 recoge los promedios diarios obtenidos de las características térmicas y lumínicas U , g y τ_v calculadas para el vidrio laminado de referencia y para el laminado fotovoltaico.

Tabla 5-9 : Características térmicas y lumínicas calculadas del vidrio laminado de referencia y del vidrio laminado fotovoltaico Soliker SolGLASS 20 %. Los valores se expresan del siguiente modo: lam. referencia / lam. fotovoltaico.

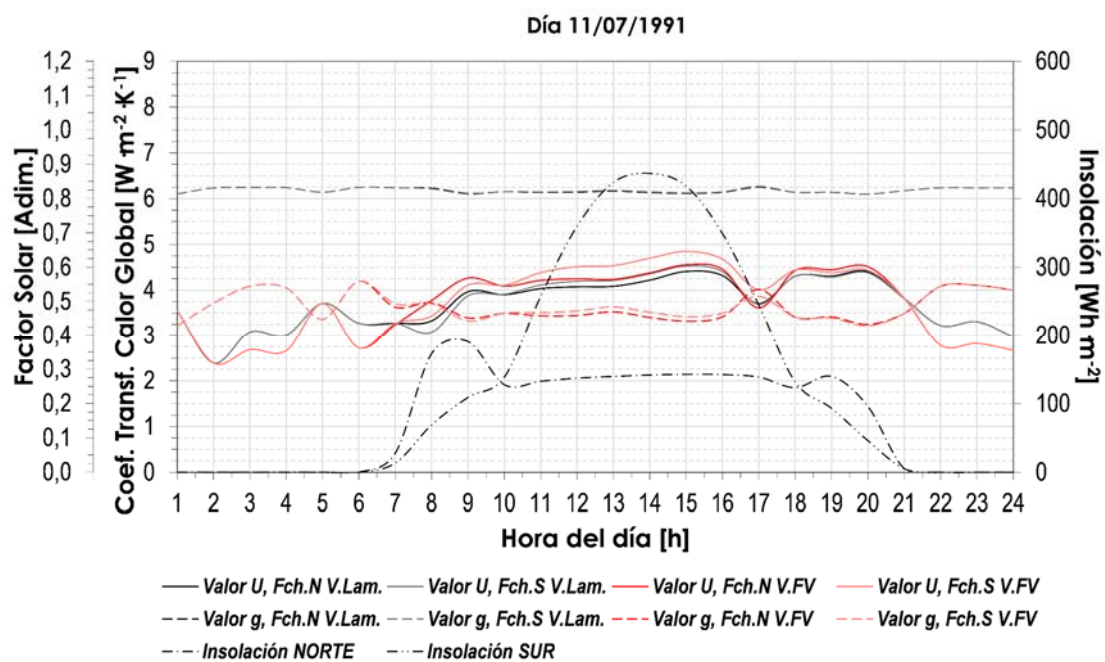
	$U_{(W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1})}$	g	τ_v
INVIERNO, Madrid 03/03/1990			
Norte	5.34 / 5.39	0.79 / 0.32	0.88 / 0.17
Sur	5.31 / 5.23	0.79 / 0.32	0.88 / 0.17
VERANO, Madrid 11/07/1991			
Norte	3.69 / 3.68	0.82 / 0.48	0.88 / 0.17
Sur	3.71 / 3.73	0.82 / 0.49	0.88 / 0.17

Como se puede observar, los coeficientes de transferencia de calor globales de ambos laminados, en cada orientación y día seleccionados, no muestran diferencias muy grandes en sus valores, afectando siempre a la segunda cifra decimal. Esto es debido, fundamentalmente a que las condiciones de viento y temperatura ambiente son las mismas, y la irradiancia no alcanza valores muy altos en promedio en ninguno de los dos casos.

Por el contrario, el factor solar es muy diferente entre ambos vidrios laminados. Esto es debido a que la alta transmitancia del vidrio laminado convencional en comparación con la del módulo fotovoltaico. Aunque el laminado fotovoltaico tiene una alta absorción, y por tanto, una alta reemisión de calor hacia el interior, este mecanismo no se equipara a la transmisión de radiación solar. Por lo tanto, mejora los valores del vidrio convencional, si bien, en verano, su valor es mayor (cercano a 0.50).



a)



b)

Figura 5-3: Evolución diaria de los promedios horarios de los coeficientes de transferencia de calor global U y factor solar g de ambos laminados (fotovoltaico y convencional). Se han considerado dos días diferentes: a) día de invierno, b) día de verano. En negro se representan los valores del laminado convencional y en rojo los del fotovoltaico.

5.8 Ejemplo de simulación del comportamiento energético del edificio a partir de los coeficientes diarios medios

5.8.1 El edificio de referencia y sus características.

Con los valores promediados diarios obtenidos del coeficiente de transmisión térmica, y el resto de características del laminado fotovoltaico y del convencional, se han realizado simulaciones del comportamiento energético del edificio con el programa EnergyPlus. En particular, se van a analizar las temperaturas ambiente interiores y exteriores del edificio, y temperaturas de superficie interior y exterior del acristalamiento.

Como modelo para la simulación se ha tomado como referencia el edificio de oficinas que se definió para estudios del comportamiento energético, en el proyecto Joule de la Comisión Europea denominado REVIS, y que fue posteriormente mejorado en el proyecto o entorno de trabajo Solar Heating and Cooling (IEA – SHC) de la Agencia Internacional de la Energía, bajo la tarea 27 (sobre comportamiento de los elementos para fachadas solares) [66][88][89][90][91].

Este edificio de referencia es un edificio de oficinas de tamaño medio con despachos alineados a lo largo de las dos fachadas principales, orientadas al norte y sur geográficos, con un pasillo central que da acceso a ellas. En ambos extremos se encuentran dos zonas de tránsito y servicio. Consta de 7 plantas que albergan hasta 30 despachos repartidos equitativamente entre ambas orientaciones.

Para la modelización de este trabajo, se ha extraído una sección de este edificio que consta de dos oficinas situadas en la zona central del edificio y su porción de pasillo correspondiente (Figura 5-4).

La adaptación que sobre el edificio de referencia se ha realizado implica considerar únicamente el espacio útil interno de la habitación. Por otra parte, con objeto de albergar un número entero de módulos fotovoltaicos integrados en los huecos de fachada, se han redimensionado estos y se han unificado, siendo sus dimensiones de 1.245×1.905 m. Ello implica que dicho área está ocupada por tres módulos fotovoltaicos de Soliker SOLGLASS (1.245×0.635 m) colocados de forma apaisada.

Las características de los elementos divisorios entre oficinas y oficinas y pasillo son las de una construcción en ladrillo hueco con enlucido de yeso en ambas caras, mientras que las de los muros exteriores son las de una construcción típica de mortero de hormigón, ladrillo perforado, aislante, ladrillo hueco y enlucido de yeso.

Las condiciones de contorno adoptadas para la simulación son las siguientes: La sección de edificio de referencia se sitúa en una hipotética segunda planta, rodeada de secciones equivalentes a los lados y arriba y abajo. Se han dividido los espacios de la sección de referencia en tres zonas térmicas de idénticas características de uso, ocupación y climatización: oficina norte, oficina sur y pasillo. El contacto con sus colindantes es adiabático. Los muros están en contacto con el entorno por su parte exterior, y sobre ellos inciden las condiciones climáticas. Éstas se imponen mediante un archivo climático propio del programa EnergyPlus, si bien podría haberse utilizado otra base de datos con formato compatible.

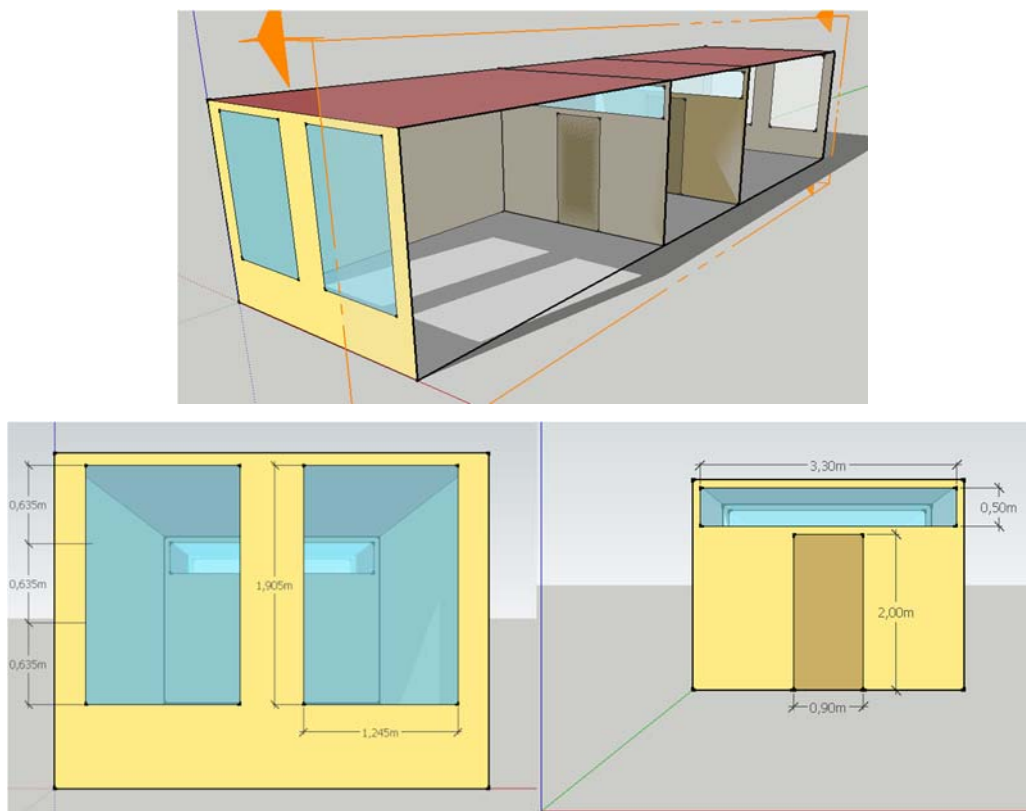


Figura 5-4: Adaptación del edificio de referencia. Diseño y dimensiones.

Finalmente, se ha incluido una carpintería sencilla de aluminio como soporte de los acristalamientos con propiedades pre-definidas en el programa. El sistema de climatización considerado responde a un uso de oficinas con perfil ocupacional de ocho horas diarias, cinco días a la semana, durante un año completo. Se establecen unas condiciones de temperatura de termostato diferentes para invierno y verano.

Sobre este modelo de edificio se han realizado las simulaciones de su comportamiento energético con dos posibles componentes de acristalamiento, un vidrio laminado convencional y un vidrio laminado fotovoltaico. Para las simulaciones se han utilizado como datos de entrada los resultados de los valores diarios medios (Tabla 5-9) en el apartado previo como entrada, lo que supone parametrizar los componentes del acristalamiento en la forma de la prescripción reducida 'SIMPLE WINDOW'. Estos valores promedio diarios se han aplicado como valores para la simulación anual completa (EnergyPlus está diseñado para realizar simulaciones anuales). Posteriormente, se han extraído los resultados exclusivamente para los días seleccionados, puesto que son para los cuales son adecuados.

5.8.2 Resultados y análisis

En las gráficas de la Tabla 5-3 se presentan los resultados de estas dos simulaciones, comparados para ambos vidrios laminados.

En el día de invierno las temperaturas ambiente internas tienen un comportamiento similar en ambos casos. Se diferencian en que la temperatura del caso del vidrio laminado fotovoltaico es siempre menor, y su diferencia es mayor en el caso de la fachada sur (diferencia en la fachada norte de hasta 2.5 °C y en la sur de hasta 5 °C). Esta diferencia está claramente asociada al factor solar y la irradiancia, muy diferentes entre ambos laminados y orientaciones respectivamente. La alta transmitancia del vidrio laminado

convencional no se ve contrarrestada por la alta reemisión que tiene el módulo fotovoltaico debido a su mayor absorptancia. Por lo tanto, el módulo, con su baja transparencia reduce la carga térmica en el interior. El mantenimiento de la diferencia en las horas en que no hay irradiancia es debido al sistema de climatización.

Por otro lado, las temperaturas de las superficies de los laminados siguen el comportamiento de la temperatura externa. En las horas en las que no hay radiación solar, son levemente inferiores en el módulo fotovoltaico, influido por una menor temperatura ambiente interna, mientras que en presencia de radiación solar, invierten esta situación debido a la mayor absorptancia del módulo fotovoltaico frente a la del vidrio laminado convencional.

El comportamiento de estas temperaturas en el caso del día de verano es diferente entre ambos laminados en algunos casos. La temperatura ambiente interior vuelve a ser un poco superior en la fachada sur. Sin embargo, esta diferencia es mucho menor en este día. Igualmente, la diferencia sostenida es debida al sistema de climatización.

Las temperaturas de las superficies de ambos laminados en el día de verano vuelven a seguir el comportamiento de la temperatura ambiente externa. En el caso del vidrio laminado convencional, la irradiancia directa del inicio y final del día en la orientación afecta un poco su comportamiento. Igualmente, en la sur, el máximo de irradiancia desplaza dos horas el máximo de estas temperaturas respecto del máximo de temperatura ambiente externa.

En ausencia de irradiancia mantienen las diferencias entre la temperatura de la superficie interna con la externa (entre 1.5 °C y 3.0 °C, según sea la diferencia entre las temperaturas ambiente respectivas). El vidrio laminado fotovoltaico mantiene en este caso sus temperaturas de superficie por debajo de las del vidrio laminado convencional. En la orientación norte, muestra pocas diferencias de comportamiento con el vidrio convencional, si bien se mantienen siempre por debajo de las de éste (diferencias inferiores a 1 °C). En la orientación sur presenta un comportamiento muy parecido al de la orientación norte, por lo tanto se mantienen unas diferencias de temperaturas de superficie de hasta 3 °C (externa) y 4 °C (interna).

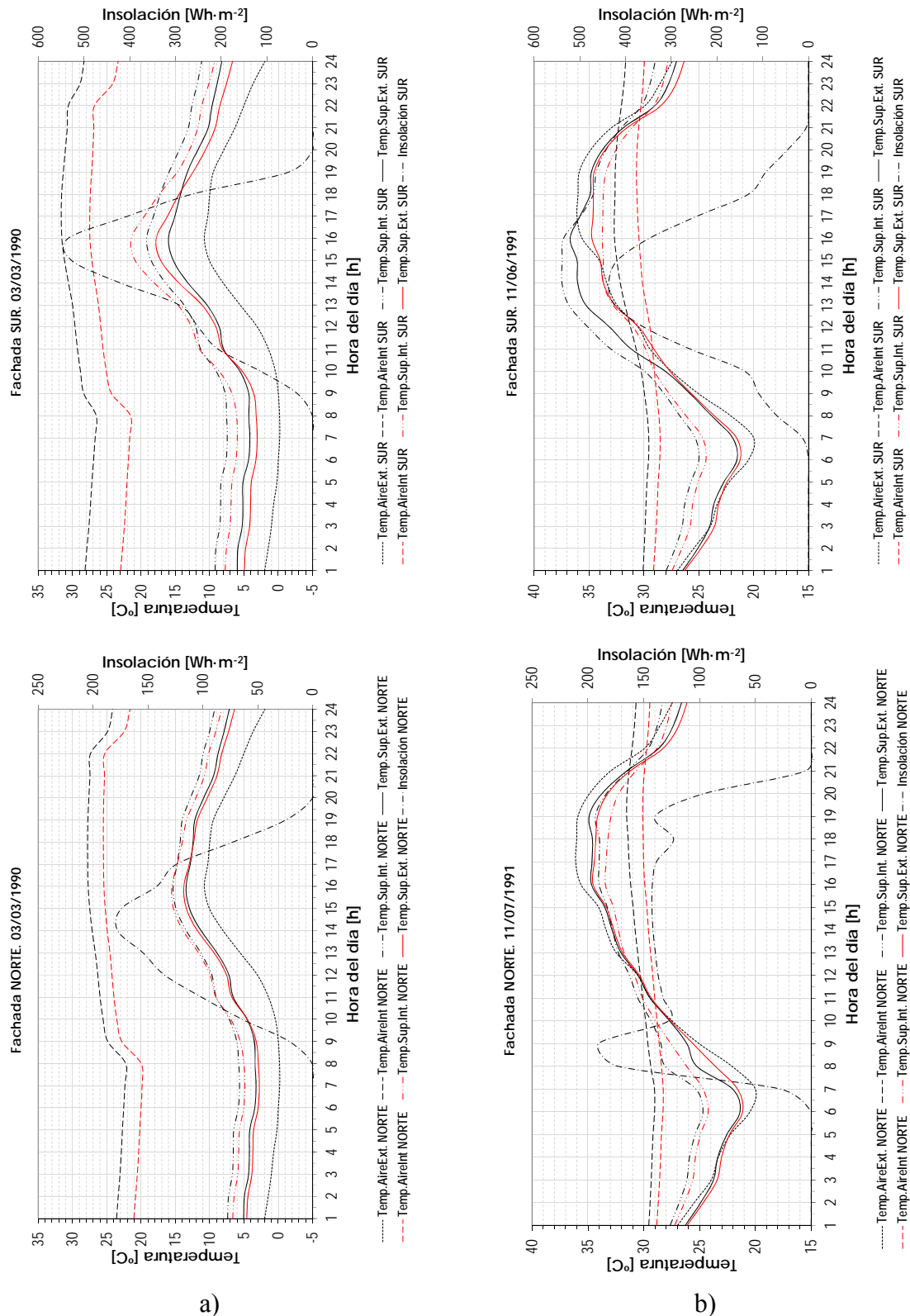


Figura 5-5: Temperaturas interior y exterior del edificio, irradiancia, temperatura ambiente y temperatura de la superficie de los laminados (vidrio y fotovoltaico) calculadas para un día de invierno (a) y otro de verano (b). Orientaciones norte (izq.) y sur (dcha.). Datos obtenidos con EnergyPlus y los datos promediados diarios de U y g . En negro se representan los valores del laminado convencional y en rojo los del fotovoltaico.

5.9 Ejemplo de simulación del comportamiento energético de un edificio a partir de las curvas espectrales

5.9.1 Datos de partida

Como última alternativa para la simulación energética, en este apartado se va a utilizar la posibilidad que ofrece el programa EnergyPlus de trabajar directamente con las curvas experimentales de transmitancia y reflectancia espectrales, mostradas en el capítulo 4 de esta tesis para el módulo fotovoltaico. En el caso del laminado convencional, estas curvas se han obtenido a partir de la información de la IGDB. Adicionalmente a esta información, se han suministrado al programa otros datos necesarios. Todo el conjunto se resume en la Tabla 5-10.

Tabla 5-10 : Características ópticas y térmicas de ambos laminados (convencional/fotovoltaico) para la simulación con el conjunto de datos de entrada 'LAYER-BY-LAYER' basado en información espectral.

Descripción	Símbolo	Unidades	Valor
Espesor del laminado	e	m	0.00676 / 0.00685
Transmitancia solar (inc. normal)	τ_e	---	WINDOW 7.4 / Cap. 4
Reflectancia solar (inc. normal)	$\rho_e^{frontal}$	---	WINDOW 7.4 / Cap. 4
Reflectancia solar trasera (inc. normal)	$\rho_e^{trasera}$	---	WINDOW 7.4 / Cap. 4
Transmitancia luminosa (inc. normal)	τ_V	---	WINDOW 7.4 / Cap. 4
Reflectancia lumínica (inc. normal)	$\rho_V^{frontal}$	---	WINDOW 7.4 / Cap. 4
Reflectancia lumínica trasera (inc. normal)	$\rho_V^{trasera}$	---	WINDOW 7.4 / Cap. 4
Transmitancia infrarroja (inc. normal)	τ_{IR}	---	0.0 / 0.0
Emisividad de las superficies	ε	---	0.840 / 0.840
Conductividad efectiva del laminado	$k_{efectiva}$	$W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$	0.705 / 0.816
Factor corrector por suciedad para las transmitancias solar y lumínica	---	---	---
Carácter difusivo solar del material	---	---	---
Módulo de Young	E	Pa	---
Razón de Poisson	---	---	---

5.9.2 Resultados y análisis

Los valores obtenidos para los coeficientes de transferencia de calor U , factor solar g , y transmitancia luminosa, τ_V se recogen en la Tabla 5-11. Se dan los resultados para ambos vidrios laminados de la siguiente forma: vidrio laminado / vidrio laminado FV.

Tabla 5-11 : Valores suministrados por EnergyPlus para los parámetros de entrada, a partir de las propiedades espectrales de los vidrios laminados considerados.

	$U (W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1})$	g	τ_V
Ambas orientaciones	5.680 / 5.772	0.795 / 0.366	0.879 / 0.171

Las gráficas de la Figura 5-5 sirven para comparar las evoluciones diarias en ambas orientaciones y días seleccionados, para ambos vidrios laminados. Mientras que en el

laminado convencional se puede apreciar una leve diferencia de temperatura entre las superficies, especialmente en presencia de radiación solar, en el laminado fotovoltaico ambas temperaturas son prácticamente iguales, dando idea de que la generación de calor por parte del módulo marca su temperatura global.

Para ambos tipos de laminado se observa que las temperaturas ambiente interiores difieren levemente, alrededor de 0.5 °C. Por otra parte, el invierno existe una diferencia de comportamiento en las temperaturas de superficie de ambos laminados cuando hay irradiación. En el laminado convencional, las temperaturas externas coinciden para ambos conjuntos de datos de entrada, mientras que las interiores difieren en torno a 1.5 °C. Por el contrario, en el vidrio laminado fotovoltaico, las temperaturas interiores tienden a coincidir a mayor irradiación y a diferenciarse las externas alrededor de 1 °C. Cuando no hay radiación solar presente, las temperaturas superficiales externas coinciden en ambas simulaciones, y las internas difieren entre 1 °C y 2 °C dependiendo de la orientación.

En verano, se observa la inversión de las temperaturas de superficie al hacerlo las temperaturas ambiente. Con el conjunto de datos derivado de las propiedades espectrales, en el laminado convencional las temperaturas son similares con una mínima inversión entre ambas superficies en presencia de radiación solar, en contra de lo que sucede con el otro conjunto de datos de partida calculados promedio. En este caso, se observa una mayor discrepancia entre las temperaturas de superficie (3.5 °C a 4.0 °C en el inicio del día). Por otra parte, los valores alcanzados por el vidrio laminado fotovoltaico con el conjunto de datos calculados en el apartado 5.6 son bajos en comparación con los obtenidos a partir de la información espectral (se aprecian diferencias de 3 °C a 10 °C entre la el primer y el segundo conjunto mencionados).

Los resultados son comparables a los obtenidos mediante los valores promedio en el día de invierno, pero muestran un comportamiento diferente especialmente en el día de verano: Los valores de las temperaturas de las superficies interna y externa del vidrio laminado fotovoltaico son significativamente más elevadas y se ven más afectadas por el nivel de radiación solar que el vidrio laminado convencional.

En general se aprecian mayores discrepancias en el caso del vidrio laminado fotovoltaico que en el de vidrio laminado convencional. El motivo principal es la diferencia entre los valores del coeficiente U (Tabla 5-3 y Tabla 5-5). Esto ocurre en particular en el día de verano.

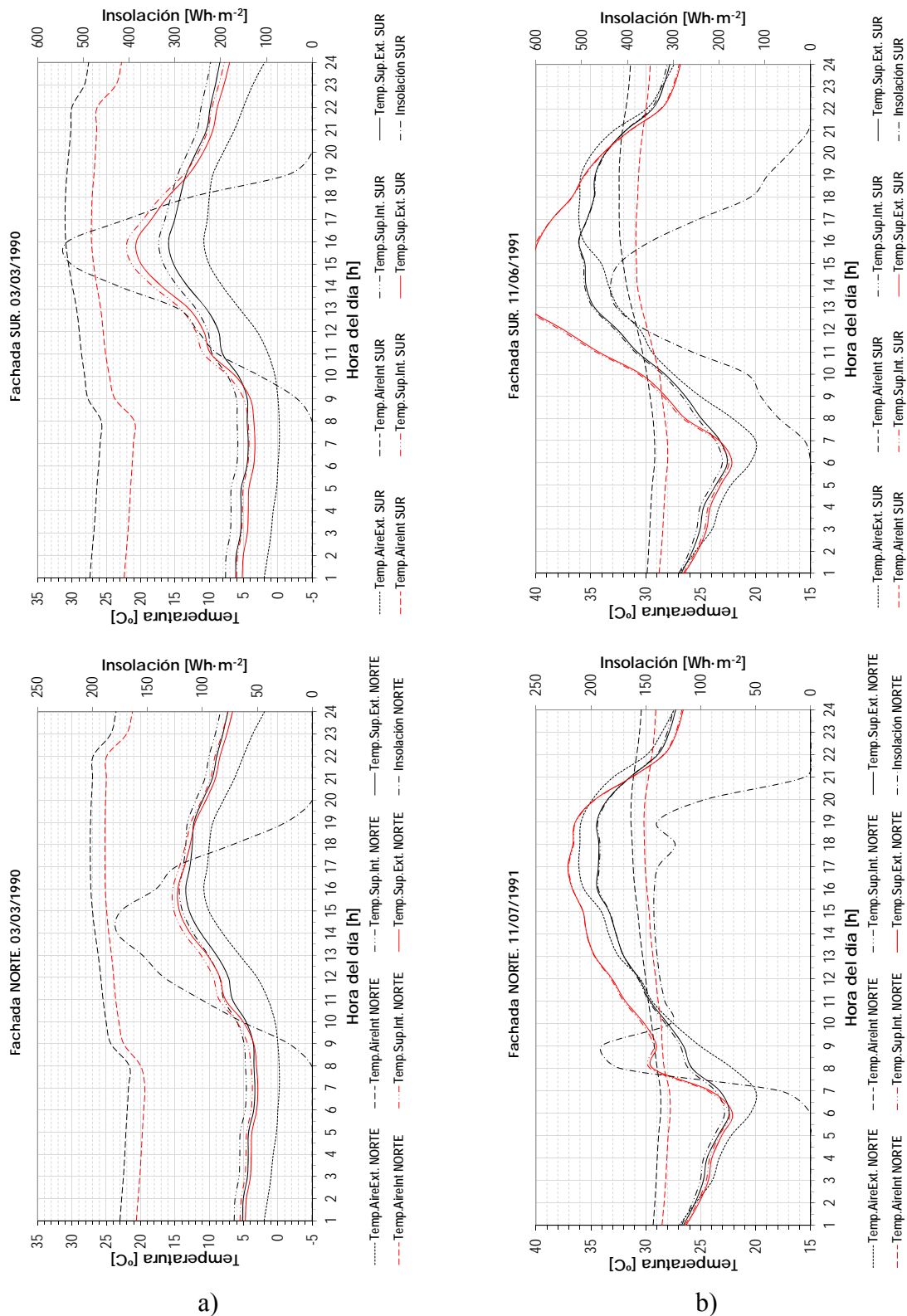


Figura 5-6: Temperaturas interior y exterior del edificio, irradiancia, temperatura ambiente y temperatura de la superficie de los laminados (vidrio y fotovoltaico) calculadas para un día de invierno (a) y otro de verano (b). Orientaciones norte (izq.) y sur (dcha.). Datos obtenidos con EnergyPlus y las curvas espectrales de reflectancia y transmitancia de las muestras. En negro se representan los valores del laminado convencional y en rojo los del fotovoltaico.

5.10 Simulación de la generación fotovoltaica de los módulos FV integrados

5.10.1 Definición del caso de estudio

El caso objeto de estudio supone la simulación de la generación fotovoltaica de un sistema integrado arquitectónicamente (BIPV), constituido por módulos Soliker SOLGLASS 20 % de transparencia nominal, situados en los huecos de ventana de la fachada SUR del edificio de referencia considerado, en la ciudad de Madrid. Un análisis más detallado y la aplicación del método para otros casos y tecnologías pueden encontrarse en un informe de progreso del proyecto OMEGA-CM [96]. El diseño del sistema de generación FV se ha llevado a cabo según criterios geométricos y eléctricos.

5.10.1.1 Criterios de diseño geométrico:

El número de unidades, así como la distribución y posicionamiento de los mencionados módulos fotovoltaicos, ha estado condicionado por la geometría y dimensiones de los 2 huecos de ventana presentes en dicha fachada SUR. Como resultado, atendiendo a estas consideraciones y a las dimensiones de fábrica de los módulos, se han establecido 3 módulos por hueco, posicionados de manera sucesiva sobre su arista de mayor longitud (posición horizontal). Se aporta, a continuación, un croquis acotado de distribución - posicionamiento de los módulos fotovoltaicos sobre fachada SUR vertical.

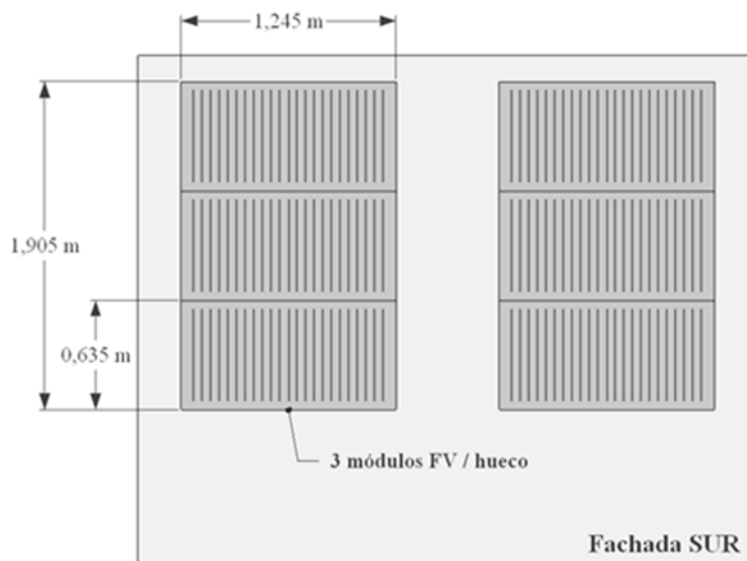


Figura 5-7: Distribución y posicionamiento de los módulos FV en fachada sur.

Con todo ello, se ha considerado una superficie total de módulos FV igual a 4,763 m² sobre la superficie de fachada. Notar que no se han tenido en cuenta perfiles de obstáculos y/o sombras cercanas que pudieran afectar al rendimiento de generación eléctrica.

5.10.1.2 Criterios de diseño eléctrico

En condiciones estándar de medida (CEM), los módulos de Soliker SOLGLASS 20 %, con células de silicio amorfo, tienen un comportamiento unitario particular, presentando una intensidad de cortocircuito baja ($I_{sc} = 0,94$ A) frente a una tensión a circuito abierto relativamente alta ($V_{oc} = 63,27$ V), como puede apreciarse en la Figura 5-8.

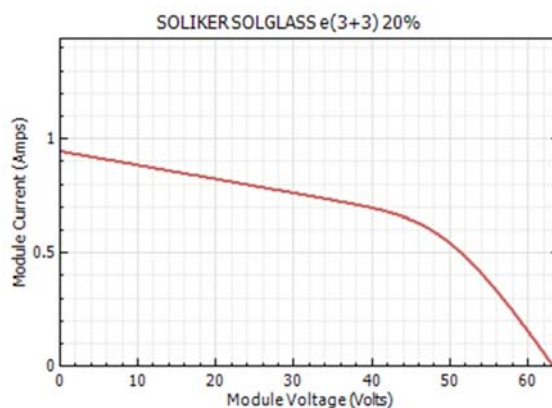


Figura 5-8: Curva I-V en condiciones estándar (CEM) de los módulos Soliker SOLGLASS 20%, medida tras la estabilización.

Así, el punto de máxima potencia resulta ser de 28,9 Wp, ofreciendo una eficiencia unitaria del 3,66 %.

Todos estos factores han sido determinantes en la toma de decisiones, cobrando especial importancia tanto en la configuración del conexionado del sistema como en la posterior elección del correspondiente inversor.

En consecuencia, con objeto de establecer un compromiso entre la tensión y la intensidad de corriente resultantes, se ha optado por un sistema total constituido por una serie de 6 módulos Soliker SOLGLASS 20% conectados en paralelo.

5.10.2 Procedimiento de simulación

La simulación se ha llevado a cabo con el software del Laboratorio Nacional de Energías Renovables de los EE.UU. (NREL) llamado *System Advisor Model – SAM* [65], versión “2016.3.14, 64 bit, updated to revision 2”, empleando para ello un modelo de desarrollo fotovoltaico para uso residencial denominado “*Photovoltaic (Detailed) – Residential (distributed)*”.

El motivo fundamental de elegir este programa ha sido la facilidad que ofrece para introducir datos de diferentes fuentes y formatos y de seleccionar distintos modelos de generación y pérdidas eléctricas. En este caso, los datos de radiación para Madrid han sido los mismos que hemos utilizado con el programa EnergyPlus para la simulación energética.

La parametrización del modelo en el programa SAM se ha realizado atendiendo a 5 aspectos de diseño o entradas. Seguidamente, se detalla secuencialmente el procedimiento realizado.

Lugar geográfico y datos climáticos - Se ha empleado el archivo climático de la base de datos de “Energy Plus – Weather Data” para la ciudad de Madrid, con formato “IWEC” (International Weather for Energy Calculations), derivado de los resultados del proyecto de investigación “ASHRAE Research Project 1015”.

Módulo fotovoltaico – Este apartado de diseño se ha parametrizado siguiendo el modelo de desarrollo establecido por la Comisión de Energía de California (CEC), usando para ello la entrada de ítems por usuario según datos del fabricante (“*CEC Performance Model with User Entered Specifications*”).

Dicho modelo recurre al modelo de circuito equivalente de un diodo basado en 6 parámetros usado por CEC, lo que supone una ampliación del modelo original desarrollado por la Universidad de Wisconsin, basado en 5 parámetros.

Así, como se ha comentado anteriormente, los módulos escogidos han sido los de Soliker SOLGLASS 20%, cuyos datos de entrada se recogen en la siguiente tabla:

Tabla 5-12 : Parámetros de entrada del módulo Soliker SOLGLASS 20%

Información General	
Descripción del módulo FV	Soliker SOLGLASS e(3+3) 20%
Tipo de célula	Silicio amorfo
Área de módulo	0.79 m ²
Temperatura de Operación Nominal de Célula	45.0 °C
Características Eléctricas	
Tensión en punto de máxima potencia - V _{mp}	45.229 V
Intensidad en punto de máxima potencia – I _{mp}	0.64 A
Tensión en circuito abierto – V _{oc}	63.27 V
Intensidad de cortocircuito – I _{sc}	0.94 A
Coeficiente de temperatura de V _{oc}	-0.28 %/°C
Coeficiente de temperatura de I _{sc}	0.09 %/°C
Coeficiente de temperatura de P _m	-0.19 %/°C
Número de células en serie	38

Como características en la configuración del montaje, se ha establecido la opción de integración en edificios (“*Building Integrated*”), así como una altura de instalación por encima de segunda planta o superior (“*Two story building height o higher*”) con el fin de eludir la radiación de albedo procedente del suelo.

Como resultados parciales, el software estima los siguientes valores en condiciones estándar (CEM):

Tabla 5-13 : Valores en condiciones CEM para los módulos Soliker SOLGLASS 20% determinados por el programa

Valores en Condiciones Estándar (CEM) para el Punto de Máxima Potencia Nominal	
Potencia	28.9 W _{CC}
Eficiencia	3.66 %

Inversor – Esta sección de diseño se ha desarrollado empleando la opción de entrada de datos mediante la introducción de la curva parcial de carga del inversor (“*Inverter Part Load Curve*”), según datos del fabricante.

Se ha escogido el inversor de la marca Delta Energy, modelo *SI 165 MV*, con las siguientes características generales:

Tabla 5-14 : Parámetros de entrada del inversor *Delta Energy SI 165 MV*

Información General	
Descripción del inversor	DELTA ENERGY – SI 165 MV
Valores de Operación	
Tensión nominal de salida (AC)	230 V
Tensión nominal de entrada (DC)	51 V
Tensión máxima de entrada (DC)	75 V
Intensidad máxima entrada (DC)	3.07 A
Tensión mínima de entrada (DC) en el punto de máxima potencia (MPPT)	38 V
Tensión máxima de entrada (DC) en el punto de máxima potencia (MPPT)	75 V
Potencia máxima de salida (AC)	165 W

Así, los valores específicos y la curva parcial de carga introducidos han sido:

Tabla 5-15 : Valores de la curva parcial de carga del inversor Delta Energy SI 165 MV.

Porcentaje de la potencia nominal de salida (%)	Eficiencia (%)
0,00	0
5,02	62,798
13,73	80,772
29,47	89,309
45,88	91,754
92,07	93
151,50	91,818

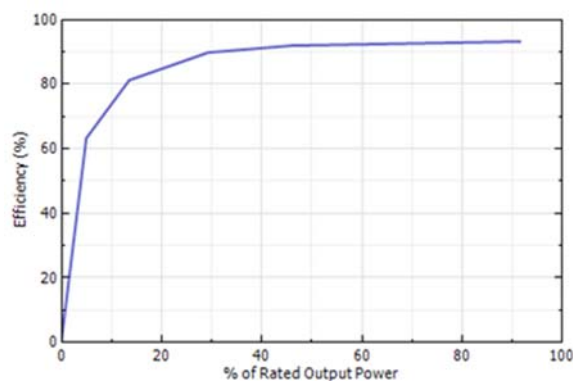


Figura 5-9: Curva parcial de carga del inversor Delta Energy *SI 165 MV*

Igualmente, el software estima los siguientes valores de eficiencia y potencia del inversor según características de entrada. Estos son:

Tabla 5-16 : Valores de eficiencia y potencia para el inversor Delta Energy *SI 165 MV*

Valores de Eficiencia y Potencia	
Eficiencia CEC	90.8 %
Eficiencia Europea	88.8 %
Máxima potencia de entrada (cc)	185.8 W

1. Configuración del Sistema – En este apartado se han establecido las condiciones generales del sistema en cuanto a su distribución y conexionado.

Para ello, como se ha comentado ya, se ha seleccionado una serie de 6 módulos fotovoltaicos conectados en paralelo, con un ángulo de inclinación de 90° (posición vertical) y un ángulo azimut de 180° (orientación sur), conectados todos ellos a un inversor, de manera exclusiva.

Como resultado parcial, el software establece una proporción de entrada en relación con la salida (“*Actual DC to AC ratio*”) igual a 1.05.

2. Pérdidas – En la presente sección se han establecido los criterios o porcentajes de pérdidas para el sistema total.

En concreto, se han aplicado los criterios sugeridos por el propio software, en condiciones habituales, para una serie módulos. En la siguiente tabla se resumen los valores adjudicados:

Tabla 5-17 : Resumen de pérdidas del sistema consideradas

Pérdidas por Irradiancia		
Pérdidas por suciedad, promedio anual	8 %	
Pérdidas a la Entrada (DC)		Pérdidas Totales a la Entrada (DC)
Pérdidas por dispersión de parámetros (“mismatch”)	2 %	14 %
Pérdidas por conexión de diodos	0.5 %	
Pérdidas por conexiones de cableado	2 %	
Pérdidas por suciedad y angulares	8 %	
Pérdidas de tolerancia de los valores nominales	0.5 %	
Pérdidas de no seguimiento del punto de máxima potencia	1 %	
Pérdidas a la Salida (AC)		Pérdidas Totales a la Salida (AC)
Pérdidas por conexionado de cableado	1 %	2 %
Pérdidas por transformador	1 %	

5.10.3 Resultados de simulación y análisis

Bajo las premisas de configuración y los parámetros de entrada comentados en los apartados anteriores se obtienen los siguientes resultados resumidos en la Tabla 5-18 y la Figura 5-10. Como puede observarse, los módulos integrados en la fachada sur, producen entre 10 kWh y 18 kWh mensuales, alcanzando la mínima producción en los meses de diciembre y junio. La producción anual total es de 162 kWh al año, lo que supone una productividad anual de 932 kWh/kW, que resulta ser un 30 % menor de la productividad máxima que se obtendría con los módulos en la posición óptima de captación de radiación solar durante un año completo, típicamente unos 1300 kWh/kWp en Madrid.

Tabla 5-18 : Resumen de resultados obtenidos

Resumen de resultados	
Energía anual (año 1)	162 kWh
Factor de capacidad (año 1)	10.6%
Productividad (año 1)	932 kWh/kW
Rendimiento global (año 1)	0.78

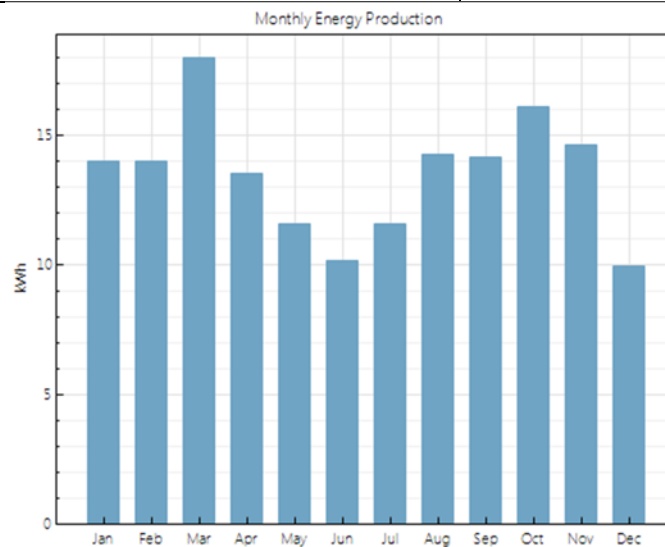


Figura 5-10: Gráfica de producción energética mensual

5.11 Conclusiones

Se han revisado los programas disponibles de simulación energética de edificios y se han identificado los parámetros necesarios para ello. De entre los programas de simulación se ha elegido EnergyPlus por considerarlo uno de los programas más completo y accesible. Por otro lado, se ha elegido el programa SAM para la simulación de la generación eléctrica, por razones parecidas.

De los parámetros de entrada eléctricos, ópticos y térmicos que requieren los programas, la mayor parte de ellos han sido previamente determinados experimentalmente en el capítulo 4. Sin embargo, faltaba el parámetro de transferencia de calor, el factor U.

Por ello, se ha desarrollado un modelo de cálculo para los coeficientes de transferencia de calor superficiales de los laminados fotovoltaicos integrados en fachadas de edificios, que permite el cálculo del coeficiente global de transmisión térmica U

El modelo de balance de los flujos de calor en régimen estacionario ha necesitado de un proceso de resolución iterativo, puesto que los coeficientes de las ecuaciones dependen, a su vez, de las incógnitas del sistema a resolver.

Para la validación de este modelo se han considerado condiciones de contorno estándar y vidrios con las propiedades conocidas en dichas condiciones, un vidrio simple de 4 mm y otro laminado de 7 mm similar al módulo fotovoltaico considerado, con PVB como lámina

intermedia. Los resultados han sido satisfactorios, puesto que se reproducen con fidelidad los propuestos por el fabricante y la propia normativa.

Mediante el modelo desarrollado, se han calculado los valores del coeficiente U del módulo fotovoltaico de Soliker, de silicio amorfo, con un 20% de transparencia nominal. Los valores de U , en las diferentes condiciones estándar de referencia oscilan entre 4.5 W/m²K y 5.3 W/m²K. Se ha estudiado también la influencia que tiene la irradiancia, la temperatura ambiente y la velocidad del aire exterior en los valores de U de los laminados. En general hay que destacar la gran influencia que ejerce la velocidad del viento y, en el caso de los laminados fotovoltaicos, también la irradiancia.

Se han calculado valores de U promediados diarios, en un día de invierno y otro de verano, con el fin de poder simular, mediante el programa EnergyPlus, el comportamiento térmico de un edificio tipo, con ventanas conformadas con cada tipo de laminado fotovoltaico. Los valores de U promediados para estos dos días considerado son muy parecidos en ambos laminados, lo que provoca que los resultados de la simulación muestren, en general, ligeras diferencias entre el edificio con el vidrio laminado convencional y el del laminado fotovoltaico, fundamentalmente debidas al diferente valor del factor solar.

Por último, se ha utilizado también el programa de simulación con la opción de entrada de datos espectrales. Con ellos, calcula unos valores de los coeficientes U , g , τ_v para cada laminado. Los valores del factor solar y la transmitancia visible son muy parecidos a los calculados experimentalmente, mientras que los del coeficiente de transmisión térmica son sustancialmente diferentes: $U = 5.68$ W/m²K para el laminado convencional y $U = 5.77$ W/m²K para el laminado fotovoltaico durante todo el año. Esto provoca que la simulación térmica con las curvas espectrales de entrada en los dos días considerados, dé resultados algo diferentes a los que se obtenían introduciendo los valores de los coeficientes U , g , τ_v .

Se concluye, finalmente, que aunque es posible simular energéticamente un edificio con módulos fotovoltaicos semitransparentes integrados en las fachadas, con los programas disponibles sólo puede realizarse de forma aproximada. Esto es debido a que el coeficiente U de transmisión térmica es muy sensible a las condiciones meteorológicas externas al edificio, en particular a la radiación solar y a la velocidad del viento. Por ello, un cálculo más exacto requeriría contemplar la dependencia de U la irradiancia, en base horaria, y no un valor promedio anual, como se hace habitualmente.

En cuanto a la simulación eléctrica, en general se han podido considerar las condiciones de trabajo específicas de los módulos FV en el edificio, y se ha estimado una producción anual eléctrica de 162 kWh por cada oficina con fachada orientada al sur con ventanas de silicio amorfo semitransparentes.

5.12 Referencias del capítulo 5

- [1] Almeida, G. et al. "Energy performance evaluation of a net plus-energy residential building with grid-connected photovoltaics system in Brazil", *Energy and Buildings*, 120 (2016) pp. 19-29
- [2] ANSYS Inc., <http://www.ansys.com/>
- [3] Armstrong, S. et al. "A thermal model for photovoltaic panels under varying atmospheric conditions", *Applied Thermal Engineering*, 30 (2010) pp. 1488-1495

- [4] Asociación Española de Normalización y Certificación “UNE-EN410 – Vidrio en la construcción. Determinación de las características luminosas y solares de los acristalamientos” (2011) 63 páginas
- [5] Asociación Española de Normalización y Certificación “UNE-EN673 – Vidrio en la construcción. Determinación del coeficiente de transmisión térmica (Valor U). Método de cálculo” (2011) 20 páginas
- [6] Asociación Española de Normalización y Certificación “UNE-EN ISO 6946 – Componentes y elementos para edificación. Resistencia térmica y transmitancia térmica. Método de cálculo” (2012-Rev. 2015) 35 páginas.
- [7] Asociación Técnica Española de Climatización y Refrigeración (ATECYR), “Guía técnica de procedimientos y aspectos de la simulación de instalaciones térmicas en edificios” (2008) 200 páginas
- [8] Bejan, A. “Convection Heat transfer”, 4th Ed. Wiley (2013) ISBN-13: 9780470900376
- [9] Bergman, T.L. et al. “Fundamentals of heat and mass transfer”, 7th Ed. John Wiley & Sons (2011) ISBN-13: 9780470501979
- [10] BIPV – Swiss Energy & Scuola Universitaria Professionale della Svizzera Italiana SUPSI, <http://www.bipv.ch/index.php/en/>
- [11] Boletín Oficial del Estado (B.O.E.), Orden FOM/1635/2013, de 10 de septiembre, por la que se actualiza el Documento Básico DB-HE “Ahorro de Energía”, del Código Técnico de la Edificación, aprobado por Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo. BOE núm. 219, de 12 de septiembre de 2013
- [12] Boletín Oficial del Estado (B.O.E.), Real Decreto 235/2013, de 5 de abril, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios. BOE núm. 89, de 13/04/2013
- [13] Boletín Oficial del Estado (B.O.E.), Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. BOE núm 74, de 28 de marzo de 2006
- [14] CD-adapco Ltd., Star-CCM+, <http://www.cd-adapco.com/>
- [15] Cervantes de Gortari, J.G. et al. “Líneas de calor para convección natural en cavidades cerradas: Tres casos de estudio”, Ingeniería, Investigación y Tecnología, 11 (4) (2010) pp. 369-378
- [16] Chen, F. et al. “Summer condition thermal transmittance measurement of fenestration systems using calorimetric hot box”, Energy and Buildings, 53 (2012) pp. 47-56
- [17] Chen, F. et al. “Solar heat gain coefficient measurement of semi-transparent photovoltaic modules with indoor calorimetric hot box and solar simulator”, Energy and Buildings, 53 (2012) pp. 74-84
- [18] Chenlo, F. “Cálculo de la temperatura de operación de células solares en un panel fotovoltaico plano”, Informes Técnicos CIEMAT, 999 (2002) ISSN: 11359420
- [19] Clarke, J.A. “Energy simulation in building design” 2nd Ed. Butterworth-Heinemann (2001) ISBN-13: 9780750650823
- [20] Código Técnico de la Edificación web (CTE WEB) – Prontuario de soluciones constructivas, <http://cte-web.iccl.es/>
- [21] COMSOL Inc., COMSOL Multiphysics, <https://www.comsol.com/>
- [22] Costa Novella, E. “Ingeniería química. Vol. 4 Transmisión de calor”, Editorial Alhambra (1986) ISBN-10: 842051408X
- [23] Crawley, D.B. et al. “Contrasting the capabilities of building energy performance simulation programs”, Building and Environment, 43 (2008) pp. 661-673
- [24] Crawley, D.B. et al. “EnergyPlus: creating a new-generation building energy simulation program”, Energy and Buildings, 33 (2001) pp. 319-331
- [25] De Boer, B.J. et al. “PV MOBI-PV modules optimized for building integration”, NorthSun, Leiden, NL (2001)

- [26] Diario Oficial de la Unión Europea (D.O.U.E.), Directiva 2010/31/UE del Parlamento europeo y del consejo, de 19 de mayo de 2010, relativa a la eficiencia energética de los edificios. DOUE núm. 153, de 18 de junio de 2010
- [27] Dubey, S. et al. "Temperature dependent photovoltaic (PV) efficiency and its effect on PV production in the world – A review", Energy Procedia (PV Asia Pacific Conference 2012), 33 (2013) pp. 311-321
- [28] Duffie, J.A. et al. "Solar energy thermal processes", 4th Ed. Wiley (2006) ISBN-13: 9781118418123
- [29] EC-Joint Research Centre (EC-JRC-IET), PVGIS,
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>
- [30] Eckstein, J.H. "Detailed Modelling of Photovoltaic System Components", Tesis de master en ciencia (1990) University of Wisconsin- Madison, U.S.A.
- [31] Eicker, U "Solar technologies for buildings", Wiley (2003) ISBN-10: 047148637X
- [32] EnergyPlusTM Version 8.5 Documentation: "Getting Started", "Engineering Reference" y "Input/Output Reference" (2016)
- [33] EnergyPlusTM Weather Data, <https://energyplus.net/weather>
- [34] Frontini, F. "Daylight and solar control in buildings. General evaluation and optimization of a new angle selective glazing façade", Tesis doctoral, Politecnico di Milano (2009)
- [35] Fung, T.Y.Y. et al. "Study on thermal performance of semi-transparent building-integrated photovoltaic glazings", Energy and Buildings, 40 (2008) pp. 341-350
- [36] Ghiaasiaan, S.M. "Convective heat and mass transfer", 1st Ed. Cambridge University Press (2011)
- [37] Glotzbach, T. et al. "Untersuchung und Modellierung des Temperaturverhaltens thermisch isolierter und nicht isolierter PV-Module", 26 Symposium Photovoltaische Solarenergy, Bad Staffelstein (2011) pp. XX-XX
- [38] Google SketchUp, <https://www.sketchup.com/es>
- [39] Gordon, J.M. "Solar energy. The state-of-the-art" International Solar Energy Society – James & James Ltd. (2001)
- [40] Griffith B.T. et al. "Photovoltaic and solar thermal modeling with the EnergyPlus calculation engine", VIII World Renewable Energy Congress and Expo (2004)
- [41] Guasch Murillo, D. "Modelado y análisis de sistemas fotovoltaicos", Tesis doctoral, Universidad Politécnica de Cataluña (2003)
- [42] Hand, J.W. et al. "Strategies for deploying virtual representations of the built environment (aka The ESP-r Cookbook)" University of Strathclyde, Glasgow, UK (2015)
- [43] Henze, N. et al. "Temperaturmodell multifunktionaler PV-Bauelemente Ergebnisse aus dem Projekt MULTIELEMENT" 25 Symposium Photovoltaische Solarenergy, Bad Staffelstein (2010) pp. XX-XX
- [44] International Energy Agency (IEA). Solar Heating and Cooling (IEA SHC) Task 41-B Solar Energy and Architecture: Methods and Tools for Solar Design: Report T41.B.1: State-of-the-art of digital tools used by architects for solar design (2010)
- [45] International Organization for Standardization "ISO 9050 – Glass in building – Determination of light transmittance, solar direct transmittance, total solar energy transmittance, ultraviolet transmittance and related glazing factors" (2003) 27 páginas
- [46] International Organization for Standardization "ISO 15099 – Thermal performance of windows, doors and shading devices. Detailed calculations" (2003) 71 páginas.
- [47] Ismail, K.A.R. et al. "U-values, optical and thermal coefficients of composite glass systems", Solar Energy Materials and Solar Cells, 52 (1998) pp. 155-182

- [48] Jelle, B.P. et al. "Solar radiation glazing factors for electrochromic windows for building applications", Building Enclosure Science and Technology (BEST2) Conference (2010) pp. XX-XX
- [49] Jones, A.D. et al. "A thermal model for photovoltaic systems", Solar Energy, 70 (4) (2001) pp. 349-359
- [50] Kapsis, K. et al. "A study of the potential benefits of semi-transparent photovoltaics in commercial buildings", Solar Energy, 115 (2015) pp. 120-132
- [51] Kapsis, K. et al. "Thermal and electrical performance of semi-transparent PV-windows: Numerical simulations and experimental study" 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2015) pp. 2620-2624
- [52] Kelly, N.J. "Towards a design environment for building integrated energy systems: The integration of electrical power flow modelling with building simulation", Tesis doctoral, University of Strathclyde (1998)
- [53] King, D.L. et al. "Photovoltaic array performance model – SAND2004-3535", Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico (2004)
- [54] Koyunbaba, B.K. et al. "The comparison of Trombe Wall systems with single glass, double glass and PV panels", Renewable Energy, 45 (2012) pp. 111-118
- [55] Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL) LBNL OPTICS, LBNL THERM, LBNL WINDOW 7.4, LBNL RESFEN, LBNL COMFEN, International Glazing Data Base (IGDB), Complex Glazing and Shading Data Base (CGDB), <https://windows.lbl.gov/software/>
- [56] McEvoy, A. et al. "Practical handbook of photovoltaics. Fundamentals and applications", 2nd Ed. Academic Press (2011) ISBN-13: 9780123859341
- [57] Mei, L. et al. "Thermal modelling of a building with an integrated ventilated PV façade", Energy and Buildings, 35 (2003) pp. 605–617
- [58] Mermoud, A. et al. "PVSyst user's manual. PVSyst 6", PVSyst Switzerland (2014)
- [59] Meteotest, Meteororm, <http://www.meteororm.com/>
- [60] Misara, S. et al. "Thermal behaviors of BIPV-modules (U-value and g-value)", 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2011) pp. 4107-4115
- [61] Misara, S. "Thermal impacts on Building Integrated Photovoltaic (BIPV) (Electrical, thermal and mechanical characteristics)", Tesis doctoral, Universität Kassel (2014)
- [62] Misara, S. et al. "Thermische Eigenschaften multifunktionaler PV-Bauelemente U-Wert, g-Wert, F_c-Wert", Drittes Anwenderforum Gebäudeintegrierte Photovoltaik, Bad Staffelstein (2011) pp. XX-XX
- [63] Miyazaki, T. et al. "Energy savings of office buildings by the use of semi-transparent solar cells for windows", Renewable Energy, 30 (2005) pp. 281–304
- [64] National Fenestration Rating Council 100, 300
- [65] National Renewable Energy Laboratories (NREL-DOE), Sistem Advisor Model (SAM), <https://sam.nrel.gov/>
- [66] Nielsen, T.R. et al. "A simple energy rating for solar shading devices", Report BYG·DTU SR 03-02 Danish Energy Agency (2003)
- [67] Notton, G. et al. "Modelling of a double-glass photovoltaic module using finite differences", Applied Thermal Engineering, 25 (2005) pp. 2854-2877
- [68] Olivieri, L. "Integral energy behavior of photovoltaic semi-transparent glazing elements for building integration", Tesis doctoral, Universidad Politécnica de Madrid (2015)
- [69] Olivieri, L. et al. "Energy saving potential of semi-transparent photovoltaic elements for building integration", Energy, 76 (2014) pp. 572-583
- [70] OpenCFD Ltd., OpenFOAM, <http://www.openfoam.com/>
- [71] OpenStudio Application Suite, <https://www.openstudio.net/>, <http://nrel.github.io/OpenStudio-user-documentation/>
- [72] OpenStudio Plug-in, <https://www.openstudio.net/downloads>

- [72] Photon International Data Bases: Modules, Inverters,...
<http://www.photon.info/en/photon-databases>
- [73] PVSyst SA “PVSyst 5.6 contextual help” (2012)
- [74] RADSITE, Radiance, <https://www.radiance-online.org/>
- [75] Rohsenow, W.M. et al. “Handbook of heat transfer fundamentals”, 2nd Ed. McGraw-Hill (1985) ISBN-10: 007053554X
- [76] Rosenfeld, J.L.J. et al. “Modelling the optical and thermal properties of advanced glazing overview of recent developments”, Proceedings of EuroSun 2000 Conference, Copenhagen, Denmark (2000) pp XXX–XXX
- [77] Rubin, M. “Calculating heat transfer through windows”, Energy Research, 6 (1982) pp. 341-349
- [78] Rubin, M. et al. “Window optics”, Solar Energy, 62 (1998) pp. 149-161
- [79] Sanchidrian, J.A. “Transferencia de calor”, Fundación Gómez-Pardo – Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas (1999) ISBN-10: 8495063107
- [80] Sh-eldin, M. et al. “Solar chimney model parameters to enhance cooling PV panel performance”, Modern Applied Science, 7 (2) (2013) pp. 24-32
- [81] Silva, J.P. “Contribución al estudio de la temperatura de trabajo de los módulos fotovoltaicos”, Tesis doctoral. Universidad de Jaén (2010)
- [82] Skoplaki, E. et al. “Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations”, Renewable Energy, 34 (2008) pp. 23-29
- [83] Skoplaki, E. et al. “On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations”, Solar Energy, 83 (2009) pp. 614-624
- [84] Sprenger, W. “Electricity yield simulation of complex BIPV systems”, Tesis doctoral, Delft University of Technology (2013)
- [85] Swinbank, W.C. “Long-wave radiation from clear skies”, Quarterly J. Royal Meteorological Society, 89 (1963) pp. 339-XXX
- [86] The MathWorks Inc., MATLAB y Simulink,
http://es.mathworks.com/index.html?s_tid=gn_loc_drop
- [87] TRNSYS 17 Documentation: “Getting Started”, “Standard Component Library Overview” (2010)
- [88] van Dijk, H.A.L., “The European Project Revis, Daylighting Products With Redirecting Visual Properties”, in *Proceedings of NorthSun Conference 2001*, 6 – 8 May 2001, Leiden, Netherlands
- [89] van Dijk, H.A.L., “Daylighting Products With Redirecting Visual Properties. Final report”, European Commission JOULE Programme, Project REVIS (2001)
- [90] van Dijk, H.A.L., “Reference office for thermal, solar and lighting calculations”, IEA SHC Task27, Performance of solar facade components (2001)
- [91] van Dijk, H.A.L., *Draft Addendum to* “Reference office for thermal, solar and lighting calculations”, IEA SHC Task27, Performance of solar facade components (2002)
- [92] Wolfram Research Inc., MATHEMATICA 9.0.1.0,
<https://www.wolfram.com/mathematica/>
- [93] Wong, P.W. et al. “Semi-transparent PV-Thermal performance, power generation, daylight modelling and energy saving potential in a residential application”, Renewable Energy, 33 (2008) pp. 1024–1036
- [94] Zamora, B. et al. “Estudio numérico del flujo inducido por convección natural en una pared Trombe”, Revista Internacional de Métodos Numéricos para Cálculo y Diseño en Ingeniería, 18 (2) (2002) pp. 227-242
- [95] Pérez Fernández-Delgado, J.J. et al. “Simulación energética de fachadas fotovoltaicas integradas en edificios. Celda de ensayos PASLINK de la PSA”, Informe de Progreso OMEGA-CM_IFVE 2016/06, Proyecto OMEGA-CM S2013/MAE-2835 (2016)

- [96] Pérez Fernández-Delgado, J.J et al. “Simulación eléctrica de sistemas fotovoltaicos integrados en edificios”, Informe de Progreso OMEGA-CM_IFVE 2016/05, Proyecto OMEGA-CM S2013/MAE-2835 (2016)

6. CONCLUSIONES

1. Tras la revisión del estado actual de la tecnología fotovoltaica y su integración en edificios se concluye que

- ❖ En la actualidad hay una gran variedad de módulos fotovoltaicos y soluciones constructivas para la integración de la energía solar fotovoltaica en edificios. Las condiciones de trabajo de estos módulos en las diferentes aplicaciones arquitectónicas son distintas a las que experimentan en las plantas fotovoltaicas. En particular, el posicionamiento de los módulos y la peor ventilación de su cara posterior van a afectar a su temperatura de trabajo y, como consecuencia, a su rendimiento eléctrico.
- ❖ En general, no se contempla la integración de módulos fotovoltaicos en edificios en la normativa aplicable. En el caso de caracterización eléctrica, las normas están concebidas para módulos en plantas fotovoltaicas. En particular, convendría adaptar los modelos de temperatura de los módulos fotovoltaicos a las condiciones específicas de trabajo de la integración en edificios.
- ❖ Desde el punto de vista de la caracterización óptica, en algunos casos las normas aplicables para caracterización de acristalamientos pueden aplicarse directamente a los laminados fotovoltaicos. Sin embargo, la normativa no es suficientemente completa al no tener en cuenta específicamente factores que hacen variar significativamente los parámetros ópticos, como es el ángulo de incidencia. Por otro lado, los aspectos energéticos, reflejados en el factor solar, tampoco son considerados correctamente en el caso de acristalamientos activos, en general, y fotovoltaicos en particular.

2. Con estos antecedentes “in mente” se ha diseñado y llevado a cabo un conjunto de experimentos bajo condiciones controladas de laboratorio para la caracterización óptica de 21 muestras de diferentes módulos fotovoltaicos. El resultado de la amplia serie de medidas experimentales ha sido una caracterización completa desde el punto de vista de las propiedades ópticas de los elementos fotovoltaicos, que demuestra su viabilidad y versatilidad para ser integrados como elementos constructivos.

3. También se ha realizado la caracterización eléctrica completa de los distintos módulos fotovoltaicos considerados, mediante medidas bajo simulador solar en laboratorio y en exterior. Los resultados diferentes comportamiento de rendimiento, siendo éste un parámetro dependiente del grado de transparencia de los módulos. Los coeficientes de temperatura también diferencian los comportamientos por tecnologías, siendo las de silicio cristalino las más sensibles y las de amorfo las menos.

4. De la revisión de los programas de simulación energética de edificios se han identificado los parámetros que se precisan de un módulo fotovoltaico integrado para llevar a cabo dicha simulación desde el punto de vista térmico. Se trata del factor solar g y del coeficiente global de transmisión de calor, U . Este último no se ha obtenido

experimentalmente en esta tesis, sino que se ha calculado de forma teórica partiendo de hipótesis razonables.

5. Se ha desarrollado un modelo matemático, de cálculo iterativo, para determinar el coeficiente de pérdidas térmicas, U , de los laminados fotovoltaicos integrados en fachadas de edificios, a partir de los coeficientes de transferencia de calor superficiales y de la temperatura de trabajo del módulo. Este modelo ha sido validado con vidrios estándar de propiedades conocidas. Con este modelo se ha analizado la influencia que ejercen factores como la irradiancia solar y la velocidad del viento en dicho coeficiente U .

6. Mediante el modelo desarrollado, se han calculado los valores del coeficiente U del módulo fotovoltaico de *Soliker*, de silicio amorfo, con un 20% de transparencia nominal. Los valores de U , en las diferentes condiciones estándar de referencia oscilan entre 4.5 W/m²K y 5.3 W/m²K. Se ha estudiado también la influencia que tiene la irradiancia, la temperatura ambiente y la velocidad del aire exterior en los valores de U de los laminados. En general hay que destacar la gran influencia que ejerce la velocidad del viento y, en el caso de los laminados fotovoltaicos, también la irradiancia.

7. Se han calculado valores de U promediados diarios, en un día de invierno y otro de verano, con el fin de poder simular, mediante el programa *EnergyPlus*, el comportamiento térmico de un edificio tipo de oficinas en dos días determinados, con ventanas conformadas con cada tipo de laminado fotovoltaico. Asimismo, se ha utilizado el programa en su versión de simulación a partir de la entrada de los datos de reflectancia y transmitancia espectrales. El programa suministra en este caso unos valores de los coeficientes de transmisión térmica y solar a partir de la entrada. El valor de U proporcionado es constante para todo el año de 5,7 W/m²K.

8. Se concluye que, aunque es posible simular energéticamente un edificio con módulos fotovoltaicos semitransparentes integrados en las fachadas, los programas de simulación sólo lo hacen de forma aproximada, ya que consideran un valor constante del coeficiente global de pérdidas térmicas, U , para cada tipo de acristalamiento, lo cual no debería asumirse para los módulos fotovoltaicos, cuyas propiedades térmicas se ha comprobado son muy sensibles a las condiciones de irradiancia y velocidad de viento. Se propone, por ello, una simulación que considere este aspecto de variación de U , al menos en lo que se refiere a la irradiancia.

9. También se ha realizado la simulación eléctrica de los módulos fotovoltaicos integrados en la fachada del edificio de oficinas considerado, para determinar su producción anual. Esta producción, en términos generales, es proporcional al área de la superficie de módulos integrados y al rendimiento eléctrico. La productividad estimada de 932 kWh/kWp, resulta ser un 30 % menor de la productividad máxima que se obtendría con los módulos en la posición óptima de captación de radiación solar durante un año completo, unos 1300 kWh/kWp en Madrid.

10. Consecuencia global del trabajo realizado es el aporte de un conjunto completo de parámetros característicos de los módulos fotovoltaicos para integración arquitectónica, de carácter eléctrico, óptico y térmico, que supone un avance en el conocimiento del comportamiento de estos elementos en edificios.

6.1 Futuras líneas de investigación

1. Avanzar en las técnicas experimentales de caracterización eléctrica, óptica y térmica de módulos fotovoltaicos. En particular, desarrollando métodos de ensayo de las características eléctricas mejor adaptados a la integración en edificios, métodos de ensayo de las propiedades ópticas bajo condiciones de irradiancia solar real, y métodos calorimétricos que determinen las características térmicas de los módulos bajo distintas condiciones de funcionamiento. A esto último puede contribuir la finalización y puesta a punto del calorímetro adiabático desarrollado en el marco de este trabajo y cuya descripción se muestra en el Anexo III.
2. Adaptar las técnicas de caracterización óptica a módulos con distintos tipos de vidrios, difusores o texturados, y con distintas estructuras constructivas, más complejas.
3. Adaptar el modelo de cálculo del coeficiente U de los laminados fotovoltaicos integrados en fachadas de edificios en distintas aplicaciones arquitectónicas, y diversas condiciones climáticas.
4. Avanzar en la simulación completa del comportamiento energético de los módulos y sistemas fotovoltaicos integrados en edificios, en condiciones reales de operación.

7. LISTADO DE PUBLICACIONES GENERADAS EN EL MARCO DE ESTA TESIS

- [1] Moralejo-Vázquez, F.J.; Martín-Chivelet, N.; Caamaño-Martín, E.; Olivieri, L.
“Optical characterisation of semi-transparent PV modules for building integration”, 29th
European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC-2014)
(2014) pp. 3549 - 3554
- [2] Olivieri, L. ; Caamaño-Martín, E.; Moralejo-Vázquez, F.J.; Martín-Chivelet, N.;
Olivieri, F.; Neyla-González, F.J. “Energy saving potential of semi-transparent
photovoltaic elements for building integration”, Energy, 76 (2014) pp. 572-583
- [3] Moralejo-Vázquez, F.J., “Contribución óptica de módulos fotovoltaicos
semitransparentes para integración”, V Seminarios Jóvenes Investigadores CIEMAT
2014 (2014)
- [4] Moralejo-Vázquez, F.J. ; Martín-Chivelet, N.; Olivieri, L. ; Caamaño-Martín, E.
“Luminous and solar characterization of PV modules for building integration”, Energy
and Buildings 103, (2015) pp. 326-337
- [5] Olivieri, L. ; Caamaño-Martín, E.; Moralejo-Vázquez, F.J.; Martín-Chivelet, N.;
Olivieri, F.; Neyla-González, F.J. “Assessing the energy saving potential of
semitransparent photovoltaic elements for building integration”, Euro ELECS 2015: 1st
Latin-American and European Conference On Sustainable Buildings and Communities
(2015)

ANEXOS

1. ANEXO I: DESCRIPCIÓN DE LAS MUESTRAS

Las tablas contenidas en el presente anexo resumen las características estructurales y eléctricas facilitadas por los fabricantes y observadas en el Laboratorio durante su caracterización.

Los módulos objeto de este trabajo se denotan del siguiente modo Tabla 1-1:

Tabla 1-1: Notación seguida con las distintas muestras.

DENOMINACIÓN	FABRICANTE	TECNOLOGÍA	OBSERVACIONES	
OCM-AC# (# = 2, 3, 4)	Almaden	mono-Si	Comerciales, laminado con vidrios de 2 mm	
OCM-Y3# (# = 1, 2, 3, 4)	Yingli		Ad oc, área 1×1 m, células FV bifaciales, diferentes encapsulados EVA, PVB	
OCM-Y6# (# = 1, 2)			Ad oc, área 1×1 m, laminado con vidrios, no texturados de 6 mm, células FV bifaciales, cámara de aire (# = 2) + vidrio no texturado de 4 mm, diferentes encapsulados EVA, PVB	
OCM-AV# (# = 1, 3)			Comerciales, diferentes densidades de células FV, diferentes encapsulados EVA, PVB	
OCM-AT# (# = 1, 2)	Atersa		Comerciales, laminado con Tedlar blanco (# = 1) y Tedlar transparente (# = 2), diferentes encapsulados EVA, PVB	
mcSi a	Scheuten Solar	multi-Si	Mini-módulo calibrado con dos células FV y un shunt	
mcSi b	AEG-Telefunken		Comercial, dimensiones reducidas, envejecido, células FV de 5"	
mcSi c			Comercial, células FV de 5" de área	
mcSi d			Sunways	Célula FV perforada laminada con vidrio no texturado
EFGSi	Tessag Solar		EFG-Si	Mini-módulo con una única célula FV activa (9 en total), encapsulante de resina
aSi b	Soliker		a-Si/a-Si tandem	Muestra extraída de un módulo comercial opaco equivalente a los siguientes
OCM-SC# (# = 1, 2, 3, 4)				Comerciales, células FV semitransparentes
OCM-OS# (# = 1,...,6)	ONYX Solar	a-Si	Ad oc, área 0.6×0.3 m, células FV semitransparentes (# = 3,...,6), sin caja de conexión	
OCM-OC# (# = 1,...,8)			Ad oc, área 0.6×0.3 m, células FV semitransparentes (# = 3,...,8), con caja de conexión	
OCM-FC	First Solar	CdTe/CdS	Comercial, opaco	
OCM-WC	Würth Solar	CIS	Comercial, opaco, marco de aluminio	

La Tabla 1-2 recoge los datos de las características estructurales de los módulos considerados en la investigación:

Tabla 1-2: Tabla resumen de las características constructivas de los módulos fotovoltaicos y las muestras de esta investigación.

Tecnología	MÓDULOS SOLARES FV DE SILICIO CRISTALINO										
Denominación	OCM-AC# (4 muestras)	OCM-Y3# (2 muestras)	OCM-Y3# (2 muestras)	OCM-Y6I	OCM-Y62	EFGSi	mcSi_a	mcSi_b	mcSi_c	mcSi_d	OCM-AV# (2 muestras)
Fabricante	Almaden	Yingli Solar	Yingli Solar	Yingli Solar	Yingli Solar	Tessag Solar	Scheuten Solar	Telefunken	Telefunken	Sunways	Atersa
Tipo sistema	Módulo FV	Módulo FV	Módulo FV	Módulo FV	Módulo FV	Mini-módulo (1 célula op.)	Mini-módulo	Módulo FV	Módulo FV (envejecido)	Célula solar prototipo	Módulo FV
Dimensiones (Ancho x Largo)	986x1652 mm	1000x1000 mm	1000x1000 mm	1000x1000 mm	1000x1000 mm	350x380 mm	200x300 mm	459x1075 mm	459x562 mm	140x140 mm	654x1470 mm
Vidrio frontal	2.0 mm templado AR	3.2 mm templado, bajo en hierro AR	3.2 mm templado, bajo en hierro AR	6.0 mm templado	6.0 mm templado	3.2 mm bajo en hierro	4.0 mm bajo en hierro	Bajo en hierro	Bajo en hierro	3.0 mm bajo en hierro	3.2 mm templado AR
Encapsulante frontal	Lámina EVA	Lámina PVB	Lámina EVA	Lámina EVA	Lámina PVB	Resina	Lámina PVB	Lámina PVB	Lámina PVB	Lámina EVA	Lámina EVA
Tecnología FV	m-Si	m-Si	m-Si	m-Si	m-Si	EFG mc-Si	mc-Si	mc-Si	mc-Si	mc-Si	mc-Si
Contacto trasero	Al	bifacial	bifacial	bifacial	bifacial	Al	Al	Ag (evaporada)	Ag (evaporada)	Al	Al
Encapsulante trasero	Lámina EVA	Lámina PVB	Lámina EVA	Lámina EVA	Lámina PVB	Resina	Lámina PVB	Lámina PVB	Lámina PVB	Lámina EVA	Lámina EVA
Vidrio trasero	2.0 mm templado	3.2 mm templado	3.2 mm templado	6.0 mm templado	6.0 mm templado	3.2 mm templado, bajo en hierro	4.0 mm templado	Templado	Templado	4.0 mm templado, bajo en hierro	3.2 mm templado
Transparencia nominal	12 %, 40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	15 %	15 %	11 %	13 %	~ 20 % (Célula)	10 %, 30 %
Transparencia	MÓDULOS SEMI-TRANSPARENTES										

Tecnología	MÓDULOS SOLARES FV DE LÁMINA DELGADA									
Denominación	OCM-AT1	OCM-AT2	aSi_a-# (4 samples)	OCM-OC# (6 samples)	OCM-OS# (4 samples)	aSi_b	OCM-OC# (2 samples)	OCM-OS# (2 samples)	OCM-FC	OCM-WC
Fabricante	Atersa	Atersa	Soliker	ONIX Solar	ONIX Solar	Soliker	ONIX Solar	ONIX Solar	First-Solar	Würth-Solar
Tipo sistema	Módulo FV	Módulo FV	Módulo FV	Módulo FV	Módulo FV	Módulo FV	Módulo FV	Módulo FV	Módulo FV	Módulo FV
Dimensiones (Ancho x Largo)	654x1470 mm	654x1470 mm	635x1245 mm	300x600 mm	300x600 mm	635x1245 mm	300x600 mm	300x600 mm	600x1200 mm	605x1205 mm
Vidrio frontal	3.2 mm templado AR	3.2 mm templado AR	3.2 mm flotado texturado con OCT	3.2 mm flotado con OCT	3.2 mm flotado con OCT	3.2 mm flotado texturado con OCT	3.2 mm flotado con OCT	3.2 mm flotado con OCT	3.2 mm endurecido térmicamente con TCO	3.0 mm bajo en hierro
Encapsulante frontal	Lámina EVA	Lámina EVA	a-Si/a-Si tándem	a-Si	a-Si	a-Si/a-Si tándem	a-Si	a-Si	CdTe	Lámina EVA
Tecnología FV	mc-Si	mc-Si								CIS
Contacto trasero	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Ni-Al	Mo
Encapsulante trasero	Lámina EVA + Tedlar transp	Lámina EVA + Tedlar blanco	Lámina EVA 0.45 mm	Lámina PVB 0.76 mm	Lámina EVA 0.45 mm	Lámina EVA 0.45 mm	Lámina PVB 0.76 mm	Lámina EVA 0.45 mm	Lámina EVA	3.0 mm silicato sodocálcico
Vidrio trasero			3.2 mm flotado	3.2 mm	3.2 mm	3.2 mm flotado	3.2 mm	3.2 mm	3.2 mm templado	
Transparencia nominal	30 %	Traslucido	10 %, 20 %, 30 %, 40 %	5 % (2), 8 % (2), 10 % (2)	10 % (2), 30 % (2)	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Transparencia	MÓDULOS SEMI-TRANSPARENTES					MÓDULOS OPACOS				

A continuación se recogen en la Tabla 1-3 los datos de los parámetros eléctricos facilitados por algunos fabricantes:

Tabla 1-3: Parámetros eléctricos declarados por los fabricantes, correspondientes a cada módulo o serie de módulos usados.

PROPIEDADES ELÉCTRICAS DE FÁBRICA																
Denominación	OCM-AC2	OCM-AC3	OCM-AC4	OCM-Y31	OCM-Y32	OCM-Y33	OCM-Y34	OCM-Y61	OCM-Y62	OCM-AT1	OCM-AT3	OCM-AT7	OCM-AT2	aSi_a-10	aSi_a-20	aSi_a-30
Tipo célula	mono-Si										multi-Si			a-Si		
Dimensiones módulo [mm]	986 × 1652			1000 × 1000						654 × 1470			635 × 1245			
Parámetros eléctricos en condiciones estándar de medida (1000 W·m ⁻² , 25 °C, AM 1.5G)																
<i>P</i> _{máx} [W]	250	170		100		150		115			35	30	25			
<i>V</i> _{máx} [V]	30.35	21.17		10.17		18.52		14.40				45.00				
<i>I</i> _{máx} [A]	8.24	8.11		8.85		8.10		8.10			0.77	0.68			0.56	
<i>V</i> _{oc} [V]	37.88	29.79		12.83		23.20		18.04				59.50				
<i>I</i> _{sc} [A]	8.80	8.59		9.30		8.47		8.47			0.89	0.79			0.64	
<i>FF</i> (%)	75.02	67.09		75.43		76.73		75.26			65.43	65.10			66.18	
<i>η</i> (%)	15.3	10.5		9.8		15.6		11.9			2.8	2.4			2.0	
<i>TONC</i> [°C]		46 ± 2		46 ± 2		47 ± 2						---				
<i>α</i> (<i>I</i> _{sc}) [%/°C]		0.08		0.04		0.04						0.09				
<i>β</i> (<i>V</i> _{oc}) [%/°C]		-0.38		-0.30		-0.32						-0.28				
<i>γ</i> (<i>P</i> _{máx}) [%/°C]		-0.43		-0.42		-0.43						-0.19				
Parámetros eléctricos en condiciones de TONC (800 W·m ⁻² , 20 °C, AM 1.5G, 1 m·s ⁻¹)																
<i>P</i> _{máx} [W]		---		66		---		---			---	---				
<i>V</i> _{máx} [V]		---		9.67		---		---			---	---				
<i>I</i> _{máx} [A]		---		6.79		---		---			---	---				
<i>V</i> _{oc} [V]		---		12.10		---		---			---	---				
<i>I</i> _{sc} [A]		---		7.34		---		---			---	---				

PROPIEDADES ELÉCTRICAS DE FÁBRICA																
Denominación	aSi_a-40	OCM-OS1	OCM-OS2	OCM-OS3	OCM-OS4	OCM-OS5	OCM-OS6	OCM-OC1	OCM-OC3	OCM-OC4	OCM-OC5	OCM-OC6	OCM-OC7	OCM-OC8	OCM-PC	OCM-BY
Tipo célula	a-Si														CdS-CdTe	CIS
Dimensiones módulo [mm]	635 × 1245	300 × 600												600 × 1200	605 × 1205	
Parámetros eléctricos en condiciones estándar de medida (1000 W·m ⁻² , 25 °C, AM 1.5G)																
<i>P_{máx}</i> [W]	20	11.06	8.51	6.29	11.06	---	---	---	---	---	---	---	8.51	80.0	80	
<i>V_{máx}</i> [V]	45.00	---	---	---	17.01	---	---	---	---	---	---	---	---	48.5	35	
<i>I_{máx}</i> [A]	0.44	0.65	0.5	0.37	0.65	---	---	---	---	---	---	---	0.5	1.65	2.29	
<i>V_{oc}</i> [V]	59.50	---	---	---	22.68	---	---	---	---	---	---	---	---	60.8	44	
<i>I_{sc}</i> [A]	0.52	0.73	0.56	0.40	0.73	---	---	---	---	---	---	---	0.56	1.88	2.5	
FF (%)	63.99	66.78	66.96	69.38	66.78	---	---	---	---	---	---	---	66.96	66.54	72.86	
η (%)	1.6	11.3	8.7	6.4	11.3	---	---	---	---	---	---	---	8.7	10.0	13.3	
TONC [°C]	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	45	47 ± 3	
α (<i>I_{sc}</i>) [%/°C]	0.09	---	---	---	0.09	---	---	---	---	---	---	---	---	0.04	0.05	
β (<i>V_{oc}</i>) [%/°C]	-0.28	---	---	---	-0.28	---	---	---	---	---	---	---	---	-0.20/-	-0.29	
γ (<i>P_{máx}</i>) [%/°C]	-0.19	---	---	---	-0.19	---	---	---	---	---	---	---	---	-0.25	-0.36	
Parámetros eléctricos en condiciones de TONC (800 W·m ⁻² , 20 °C, AM 1.5G, 1 m·s ⁻¹)																
<i>P_{máx}</i> [W]	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	60.0	---	
<i>V_{máx}</i> [V]	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	45.50	---	
<i>I_{máx}</i> [A]	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	1.32	---	
<i>V_{oc}</i> [V]	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	56.50	---	
<i>I_{sc}</i> [A]	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	1.54	---	

2. ANEXO II: REVISIÓN DE LOS SISTEMAS CALORIMÉTRICOS PARA LA CARACTERIZACIÓN TÉRMICA DE COMPONENTES CONSTRUCTIVOS.

2.1 Sistemas calorimétricos para la medida del factor solar.

Los sistemas calorimétricos para medir el coeficiente de transferencia de calor global, U , de elementos y componentes constructivos complejos se clasifican en dos tipos: Calorímetros adiabáticos y calorímetros calibrados.

La construcción de estos sistemas se inició a principios de los años '70 [1]. En su artículo para la "Conference on Thermal Performance of the Exterior Envelopes of Buildings" de finales de la década, J.H. Klems (1979) [2] creó una guía general para construcción de calorímetros (en particular se refiere a un calorímetro adiabático) para este tipo de aplicaciones y propuso un procedimiento para el cálculo de pérdidas térmicas a través de la cámara interna. Recomendó medir los flujos de calor a través de las paredes con alto grado de precisión, incluso cuando estaban bien aisladas. De estas recomendaciones se derivó un protocolo de calibración.

En la misma conferencia, A. E. Fiorato (1979) [3], participó con la descripción de una instalación calorimétrica (calorímetro calibrado) para determinar las características térmicas de muestras de tipo pared, tanto en régimen estacionario como en régimen dinámico. Las pruebas en régimen estacionario se utilizan para obtener algunos coeficientes de transmisión de calor tales como la conductancia y la resistencia térmicas. Las pruebas dinámicas proporcionan datos cuantitativos sobre la respuesta térmica, que incluyen efectos de almacenamiento térmico, así como la inercia térmica de los muros.

A partir de ahí, se comenzó a dar diferentes enfoques a este tipo de sistemas para distintos tipos de muestras, condiciones climáticas a simular con ellos, etc. Algunos trabajos que se pueden enunciar son:

M.E. McCabe et al. (1986) [4] midieron la transmitancia térmica de acristalamientos en condiciones climáticas de verano con calorímetros. Para ello emplearon un calorímetro diseñado para simular condiciones climáticas de invierno en el cual invertían los papeles, siendo la cámara fría la susceptible de estudio.

R.R. Zarr et al. (1987) [5] desarrollaron un calorímetro calibrado con sistema de refrigeración en la cámara interna. De este modo fueron capaces de medir la transmitancia térmica de acristalamientos en condiciones climáticas de verano. Sin embargo, el error introducido en las medidas debido al sistema de refrigeración era muy alto.

D.M. Burch et al. (1990) [6] llevaron a cabo análisis en condiciones dinámicas mediante experimentos calorimétricos. En sus conclusiones, propusieron una correlación empírica para la determinación de los coeficientes en una pared de mampostería.

A.H. Elmahdy et al (2000) [7] realizaron un sistema calorimétrico para configuraciones en horizontal y/o próximo a la horizontal para determinar la transmitancia térmica de diversos elementos como claraboyas u otros acristalamientos de cubierta.

Algunos de los calorímetros más significativos desarrollados recientemente se presentan a continuación:

El calorímetro adiabático del Solar Energy Research Institute of Singapore (SERIS) – “SERIS CHB system”

En su artículo, F. Chen et al. (2012) [83], presentaron un calorímetro adiabático, Figura 1, diseñado para determinar la transmitancia térmica (U -value) de acristalamientos en condiciones climáticas de verano. Junto con éste, también presentaron una metodología avanzada de medida y un modelo de análisis de incertidumbre para el sistema.



Figura 2-1: Vista general del calorímetro SERIS. Izda.: Fotografía del calorímetro en modo operación. Dcha.: Fotografía del calorímetro abierto con la cámara climática a la derecha y la de medidas a la izquierda. También se aprecian el sistema de sensores y la placa deflectora negra, [83].

Tanto en su diseño y construcción, como en los procedimientos, se han tenido en consideración las normas técnicas de ISO 12567-1 [9], ASTM C1199 y C 1363 [10][11] y NFRC 100 y 200 [12][13].

En su investigación, propusieron un conjunto de condiciones climáticas de verano, y compararon los resultados de sus experimentos con los obtenidos de las simulaciones con los programas del Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL) WINDOW 6.3 [14] y THERM 6.3 [15], logrando un buen acuerdo.

Las muestras que se ensayaron fueron: 2 acristalamientos dobles con cámaras de diferente espesor, 1 acristalamiento simple, 1 laminado fotovoltaico de lámina delgada semitransparente diseñado para integración en edificios y 1 acristalamiento doble con cámara con una hoja de laminado fotovoltaico.

El calorímetro calibrado del Laboratorio di Termotecnica de la Università degli Studi di Perugia (UNIPG)

Durante el año 2008, se construyó un calorímetro calibrado en el Departamento de Ingeniería Industrial de la Università di Perugia. Realizada la campaña de medidas para su validación, F. Asdrubali et al. (2011) [1] han descrito los resultados obtenidos en la misma y analizado las diferencias que han encontrado en tres posibles métodos normalizados que han ensayado, ISO 8990 [16], ASTM C1363 [11] y GOST 26602 [17]. Se ensayaron dos

conjuntos de ventana y persiana con carpintería de aluminio con rotura de puente térmico, acristalamiento doble con cámara y lámina de baja emisividad.

Se concluyó que los procedimientos y la metodología de cálculo de las normas ISO y ASTM daban iguales resultados. La norma GOST por su parte, apoyándose en un exhaustivo e individualizado procedimiento de análisis de la homogeneidad de las muestras, lograba una precisión superior en los resultados, a costa de un esfuerzo, y duración de los ensayos, mayor.

El calorímetro calibrado de *Building Science Labs (RDH)*, de Canadá

En 2013, C.J. Schumacher et al. [18] presentaron el diseño de un nuevo calorímetro adiabático en el congreso “Thermal Performance of the Exterior Envelopes of Whole Buildings XII International Conference” organizada por el Oak Ridge National Laboratory (ORNL). El objeto de este diseño avanzado es el de cuantificar de forma precisa las características de la envolvente del edificio desde el punto de vista de la transferencia de calor, Figura 2-2.

El diseño y la metodología están basados en la norma técnica ASTM C1363 [11]. Sin embargo, en el nuevo calorímetro se han tenido en cuenta el siguiente conjunto de mejoras que van más allá de lo indicado por dicha norma: Una cámara de aislamiento doble que permite mejorar el control del gradiente de temperatura en las paredes de la cámara interna, equipamiento de control y medida en la cámara interna de medida tanto en calentamiento como en enfriamiento que permite simular cualquier ambiente sin necesidad de retirar las muestras, un sistema de transferencia de aire que permite la inyección y la extracción del mismo, un sistema trazador que permite controlar el intercambio de aire, una cámara de medida lo suficientemente grande como para tratar cualquier tipo de muestras, sistemas de ventilación ajustables *ad oc*, y un soporte para las muestras mejorado para controlar los flujos de calor y masa en el perímetro del área de medida, e instrumentación adecuada para obtener medidas de alta precisión. En el artículo presentan los componentes del calorímetro, su capacidad, precisión de medida, calibración del dispositivo experimental y su validación.

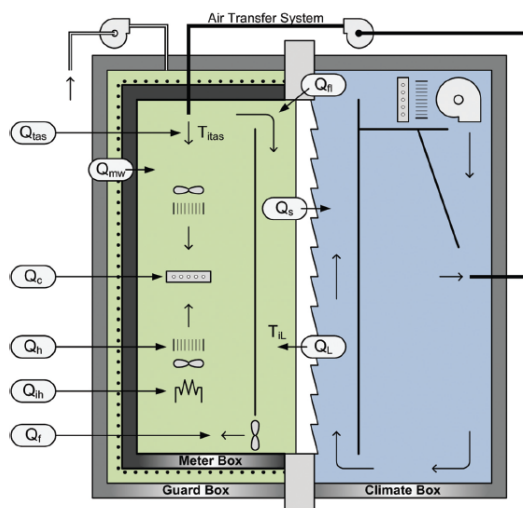


Figura 2-2: Diagrama de balance energético en el nuevo diseño de hot box de [18].

NPL's Rotatable Hot Box Apparatus: La institución británica National Physics Laboratory (NPL) cuenta con un calorímetro adiabático para la medida de la transmitancia térmica de estructuras constructivas para edificación de gran tamaño y no homogéneas

[19]. Su construcción está fundamentada en la norma técnica ISO 8990 [16] y está acreditada para medidas que siguen las normas técnicas ISO 12567-1 [9]. Su innovación frente a los otros sistemas ya descritos es su capacidad de rotación que le permite la medida de este parámetro bajo cualquier ángulo de inclinación respecto de la horizontal, de ahí su denominación.

SP Technical Research Institute Hot Box Apparatus: El instituto *SP Sveriges Tekniska Forskningsinstitut AG* de Suecia cuenta con un servicio de medida de transmitancia térmica de componentes constructivas para edificación basado en medidas calorimétricas (calorímetro adiabático, [20]) Cuentan con un calorímetro adiabático basado en la norma técnica ISO 8990 [16] y está acreditado para medidas que siguen las normas técnicas ISO 12567-1 [9].

2.2 Sistemas calorimétricos para la medida del factor solar.

Los sistemas calorimétricos para medir el factor solar, g , son sistemas similares a los anteriores, pero dicho coeficiente se encuentra a mitad de camino entre un parámetro óptico y uno térmico. Por esto, el estudio de estos sistemas se ha dejado para el final. Los sistemas calorimétricos para medir el coeficiente de ganancia de calor solar, g , se clasifican en tres tipos: Calorímetros interiores con simulador solar, calorímetros solares sin seguimiento, y calorímetros solares con seguimiento. Algunos de los más significativos se presentan a continuación:

El calorímetro adiabático del Solar Energy Research Institute of Singapore (SERIS) – “SERIS CHB system”

En su segundo artículo, F. Chen et al. (2012) [21], presentaron una segunda configuración operacional para su calorímetro adiabático, Figura 2-3, que permite determinar el coeficiente de ganancia de calor solar, o factor solar g , de acristalamientos activos como lo son los laminados fotovoltaicos semitransparentes. Acoplando la caja de medida de su calorímetro con un simulador solar continuo, han diseñado un sistema capaz de medir el factor solar para diferentes niveles de irradiancia y ángulos de inclinación (0° , 45° , 60° , 70°). En el caso particular que se presenta en el artículo, los laminados fotovoltaicos se han ensayado con y sin carga eléctrica conectada a ellos.

Introducen un método de corrección de la irradiancia para poder estudiar el acuerdo de sus experimentos con las simulaciones realizadas con los programas del Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL) WINDOW 6.3 [14] y THERM 6.3 [15], logrando un buen acuerdo.

Del estudio de sensibilidad a los distintos factores puestos en juego por el sistema con los 5 laminados fotovoltaicos semitransparentes medidos, se concluye que: i) los vidrios dobles basados en laminados fotovoltaicos semitransparentes presentan coeficientes g inferiores a los laminados sin más; ii) a medida que aumenta el ángulo de incidencia disminuye el valor g ; iii) la conexión de una carga eléctrica permite disminuir también el coeficiente de ganancia de calor solar.

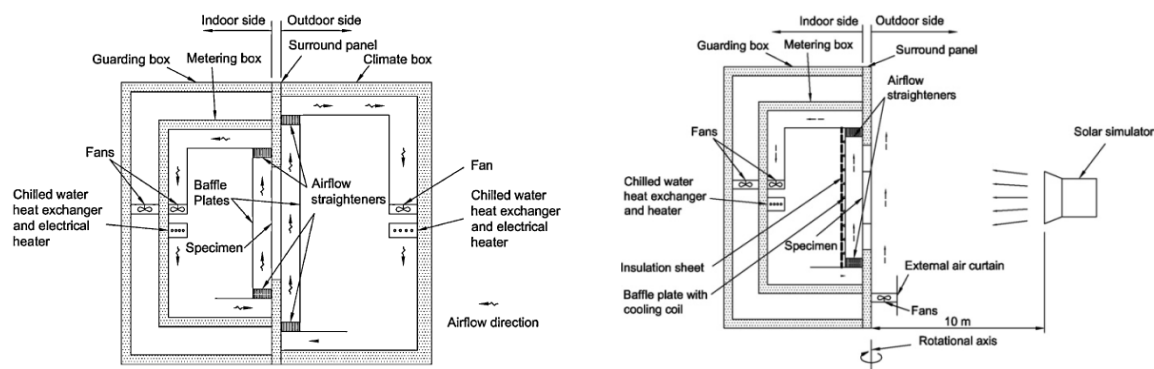


Figura 2-3: Esquema del calorímetro adiabático de SERIS. a) Modo de operación para medida del U-value [83]. b) Modo de operación para medida de SHGC [21].

El calorímetro adiabático del TestLab Solar Façades del Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE – “GKAL3 system”

Tras una larga trayectoria de desarrollo y una gran serie de trabajos y publicaciones, de las que, [22] y [23], son representativas, en su artículo T.E. Kuhn (2014) [24] describe con detalle el calorímetro adiabático Figura 14 del TestLab Solar Façades y su metodología de medida, corrección y control de la incertidumbre.

Este sistema se utiliza para la caracterización de componentes constructivos transparentes y semitransparentes en un amplio espectro de posibilidades que van desde los materiales transparentes para aislamiento, sistemas para control solar y aprovechamiento de la iluminación natural, hasta componentes de fachada activos para generación basada en energía solar, como son los sistemas fotovoltaicos para integración en edificios o los colectores solares térmicos integrados en edificios. Se describen en detalle, fundamentalmente, las dos metodologías de operación que se desarrollan para determinar el factor solar en régimen estacionario: Método “*cooled plate*”, y método “*cooled box*”. También la metodología para transformar los resultados a condiciones de contorno deseadas cuando el sistema no es capaz de reproducirlas.

A modo de ejemplo, T.E. Kuhn et al. (2000) en su artículo [22], describen cómo el calorímetro es útil a la hora de validar un modelo, basado en trazado de rayos, para poder evaluar y comparar distintos sistemas de sombreado solar y estrategias de control.



Figura 2-4: Calorímetro del Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems – ISE [24].

Los sistemas de sombreado solar estudiados, de la compañía Hüppe Form (Oldenburg, Germany), permitieron una evaluación realista de la protección contra el

sobrecalentamiento mediante sistemas de sombreado internos y externos en combinación con cristales y junto con diferentes estrategias de control.

El calorímetro móvil del Institute for Applied Sustainability to the Built Environment (ISAAC – SUPSI) – “G-box system”

Con idéntico objetivo, aunque con un planteamiento diferente, L. Olivieri et al. (2015) [20], presentan un montaje experimental y una metodología para evaluar el factor solar. Consiste en la re-adaptación del calorímetro *G-box*, diseñado originalmente para medida *in-situ* del factor solar, a un sistema de interior acoplado a un simulador solar continuo.

El dispositivo experimental se ha validado midiendo el g de varios elementos de acristalamiento. Entre ellos, se han incluido un conjunto de módulos fotovoltaicos semitransparentes con diferentes ratios de área opaca (células multi-Si).

Los resultados de estos experimentos han dado lugar a una correlación entre el g obtenido, el grado de transparencia y el punto de operación del módulo considerado. Se ha concluido que el factor solar consignado en la hoja técnica de estos módulos debería corresponder al obtenido con el módulo operando en el punto de máxima potencia (*PMP*), de modo que se provea al diseñador de un valor realista sobre la capacidad de sombreado de estos elementos. También que deberían ser varios y no uno solo los valores dados, para las condiciones más representativas de operación. Sugiere llevar cabo a posteriori nuevos experimentos con módulos thin-film, así como verificar si el nuevo montaje, en condiciones reales, ha mejorado frente al previo.

Dentro de los calorímetros exteriores sin seguimiento solar, caben ser mencionados los que se relacionan a continuación:

Las celdas de ensayo del Proyecto Europeo “PASSive Solar Components and SYStems testing” (PASSYS) en Laboratorio de Ensayos Energéticos para Componentes de la edificación (LECE-Ciemat) – PASLINK

Dentro del Programa Joule de la Comisión Europea, se normalizaron unos sistemas calorimétricos adiabáticos capacitados para la evaluación conjunta de las propiedades térmicas de componentes constructivos de fachada, denominados PASSYS Test Cells [26]. Estas celdas permiten simular en su interior condiciones de habitabilidad, con un alto grado de control y monitorización, mientras que, a la vez, en el exterior se tienen condiciones climáticas reales, también bien determinadas.

Estos calorímetros ya fueron usados en los proyectos de investigación PV-HYBRID-PAS sobre evaluación de sistemas fotovoltaicos híbridos [27], PV-MOBI sobre evaluación de sistemas fotovoltaicos adaptados para edificación [28], etc.

El calorímetro Mobile Window Thermal Test del Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL) – MoWiTT test facility

Dentro del estudio realizado por J.H. Klems et al. (1996) [29], éste presenta una medición calorimétrica de las fracciones de flujo entrantes al interior de una estancia procedentes de la energía solar absorbida por parte de las lamas en los sistemas de sombreado. Emplea una serie de configuraciones geométricas muy comunes. Las fracciones de flujo hacia el interior no dependen fuertemente de las condiciones externas.

Para ello, hizo uso de la instalación Mobile Windows Thermal Test (MoWiTT) Facility del LBNL [30], muy similar a las células PASSYS antes descritas. A la vez, comparó sus resultados experimentales con alguna de las primeras versiones del software del Windows and Daylight group, también perteneciente al LBNL.

Los resultados para persianas venecianas interiores sobre acristalamientos dobles están de acuerdo con los cálculos según los modelos térmicos encontrados en la literatura.

Un ejemplo de calorímetro de exterior con seguimiento solar es:

El calorímetro solar con seguimiento del Solar Calorimetry Laboratory (Queen's University)

En su artículo, M.R. Collins et al. (2001) [31] describe las medidas hechas con el calorímetro solar con seguimiento del Queen's University Solar Calorimetry Laboratory sobre el coeficiente de transferencia de calor solar g y el U para una ventana con elementos de sombreado a 45° y 90°.

En una publicación previa, M.R. Collins et al. (1999) [32], ya se había mostrado el método y el dispositivo para su uso en la determinación de la fracción de flujo hacia el interior de la energía solar absorbida en persianas venecianas interiores.

2.3 Referencias del Anexo II

- [1]Asdrubali, F. et al. "Thermal transmittance measurements with the hot box method: calibration, experimental procedures, and uncertainty analyses of three different approaches", Energy and Buildings 43 (2011) 1618–1626
- [2]Klems J.H. "A calibrated hot box for testing window systems – Construction calibration and measurements on prototype high-performance windows", in: Proceedings of ASHRAE/DOE-ORNL Conference on Thermal Performance of the Exterior Envelopes of Buildings, Kissimmee (Florida), 1979, pp. 338–346
- [3]Fiorato, A.E., "Laboratory Tests of Thermal Performance of Exterior Walls," Proceedings of the ASHRAE/DOE-ORNL Conference on Thermal Performance of the Exterior Envelopes of Buildings, Orlando, Florida, Dec. 1979, ASHRAE SP28, New York, 1981, pages 221-236
- [4]McCabe, M.E. et al. "U-value measurements for windows and movable insulations from hot box tests in two commercial laboratories", ASHRAE Transactions 92 (1986) 453–473
- [5]Zarr, R.R. et al. "Calibration of the NBS calibrated hot box", Journal of Testing and Evaluation 15 (1987) 167–177
- [6]Burch, D.M. et al. "Dynamic test method for determining transfer function coefficients for a wall specimen using a calibrated hot box, insulation materials", in: American Society for Testing and Materials, ASTM STP 1030, Testing and Applications, West Conshohocken, PA, 1990, pp. 345–361
- [7]Elmahdy, A.H. et al. "Experimental procedure and uncertainty analysis of a guarded hot box method to determine the thermal transmission coefficient of skylights and sloped glazing", ASHRAE Transactions 106 (2) (2000) 601–613
- [8]Chen, F. et al. "Summer condition thermal transmittance measurement of fenestration systems using calorimetric hot box", Energy and Buildings 53 (2012), 47–56

- [9] International Standard Organization, ISO 12567-1:2000, Thermal Performance of Windows and Doors – Determination of Thermal Transmittance by Hot Box Method – Part 1: Complete Windows and Doors, 2000
- [10] American Society for Testing and Materials (ASTM) International, ASTM C1199-09, Standard Test Method for Measuring the Steady-State Thermal Transmittance of Fenestration Systems Using Hot Box Methods, 2009
- [11] American Society for Testing and Materials (ASTM) International, ASTM C1363-05, Standard Test Method for Thermal Performance of Building Materials and Envelope Assemblies by Means of a Hot Box Apparatus, 2005
- [12] National Fenestration Rating Council, NFRC 100-2010, Procedure for Determining Fenestration Product U-factors, 2014
- [13] National Fenestration Rating Council, NFRC 200-2010, Procedure for Determining Fenestration Product Solar Heat Gain Coefficient and Visible Transmittance at Normal Incidence, 2014
- [14] Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL), WINDOW 6.3 Program, Windows and Daylighting Group, Lawrence Berkeley National Laboratory, 2010, <http://windows.lbl.gov/software/window/window.html>
- [15] Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL), THERM 6.3 Program, Windows and Daylighting Group, Lawrence Berkeley National Laboratory, 2010, <http://windows.lbl.gov/software/therm/therm.html>
- [16] Comité Européen de Normalisation (CEN), EN ISO 8990, Thermal insulation – Determination of steady state thermal transmission properties – Calibrated and guarded hot box, 1996
- [17] Interstate Standard of Russian Federation GOST 26602.1-99, Windows and doors. Methods of determination of resistance of thermal transmission, 1999
- [18] Schumacher, C.J. et al. “Development of a New Hot Box Apparatus to Measure Building Enclosure Thermal Performance”, Thermal Performance of the Exterior Envelopes of Whole Buildings XII International Conference
- [19] Web page: <http://www.npl.co.uk/science-technology/thermal-performance/areas/thermal-transmittance/hot-box-facility>
- [20] Web page: https://www.sp.se/sv/units/energy/Documents/ETi/SP%20INFO%202000_17%20E%20eng%20-%20Thermal%20transmittance%20by%20hot%20box%20method.pdf
- [21] Chen, F. et al. “Solar heat gain coefficient measurement of semi-transparent photovoltaic modules with indoor calorimetric hot box and solar simulator”, Energy and Buildings, 53 (2012) 74 – 84
- [22] Kuhn, T.E. et al. “Evaluation of overheating protection with sun-shading systems”, Solar Energy 69 (2000) 59–74
- [23] Maurer, C. et al. “Variable g value of transparent facade collectors”, Energy and Buildings 51 (2012) 177–184
- [24] Kuhn, T.E. “Calorimetric determination of the SHGC with steady-state laboratory measurements”, Energy and Buildings 84 (2014) 388–402
- [25] Olivieri, L. et al. “G-value indoor characterization of semi-transparent photovoltaic elements for building integration: New equipment and methodology”, Energy and Buildings 101 (2015) pp. 84-94

- [26] Vandaele, L. et al. "EU research project PASSYS: the PASSYS services: summary report", Belgian Building Research, 1993, ISBN: 90-802301-1-1
- [27] vanDijk, D. et al., "Procedures for thermal performance evaluation of hybrid PV components" Results from the project PV-HYBRID-PAS, 1998
- [28] Jiménez, M.J. et al. "MOBI Project Test Report on thermal performance and daylight: Reference components and prototypes", 2001
- [29] Klems, J.H. et al. "Calorimetric measurement of the inward-flowing fraction for complex glazing and shading systems", ASHRAE Transactions 102 (1996) 947–954
- [30] Web page: <https://windows.lbl.gov/facilities/Mowitt/>
- [31] Collins, M.R. et al. "Test of measured solar heat gain variation in a fenestration and shade combination with respect to test specimen tilt", ASHRAE Transactions 107 (2001) 691–699

Collins, M.R. et al "Calorimetric measurement of the inward-flowing fraction of absorbed solar radiation in Venetian blinds", ASHRAE Transactions 105 (1999) 1022–1030

3. ANEXO III: DESCRIPCIÓN DEL CALORÍMETRO CALIBRADO Y EL CALORÍMETRO ADIABÁTICO DESARROLLADOS EN ESTA TESIS. VALIDACIÓN DE SU FUNCIONAMIENTO

En este anexo se describe el desarrollo, construcción y validación del calorímetro calibrado que se ha realizado en el marco de esta tesis, y del proyecto OMEGA-CM de la Comunidad de Madrid [1], así como de su evolución a un calorímetro adiabático.

3.1 Descripción del calorímetro calibrado

El calorímetro adiabático está constituido por un cajón de aluminio revestido de aislante de poliestireno expandido (EPS), [2]. Las dimensiones externas del cajón de aluminio son $609 \times 307 \times 253$ mm, con un espesor de pared de 2 mm (Figura 3-1 a)). El fondo y laterales más largos se han realizado en una única pieza, mientras que los laterales cortos van soldados a la pieza anterior. En uno de estos laterales cortos, se han practicado cuatro orificios en su zona inferior central que permiten la salida al exterior del cableado.

Externamente, dicho cajón se ha forrado de aislante de EPS de 200 mm de espesor, en dos envolturas adyacentes de 100 mm cada una de ellas en cinco de sus caras, el fondo y los laterales (Figura 3-1 b) y c)). La parte superior del calorímetro, es decir, el lado donde se sitúa la muestra, también dispone de una tapa de EPS de 100 mm de espesor, en la que se ha practicado una ventana que se corresponde con el área en estudio (583×353 mm), Figura 3-1 d). Esta tapa aísla del ambiente el canto del cajón de aluminio y la zona de la muestra colindante con el mismo, superponiéndose al borde de la misma aproximadamente 10 mm. Así, las dimensiones del calorímetro son de $1009 \times 707 \times 553$ mm (l \times an. \times al.).

La forma de ensamblaje de las piezas obedece a la búsqueda de anteponer material aislante a cualquiera de las juntas entre las mismas. Así, las piezas de aislante interiores cubren las juntas formadas en la soldadura de las piezas laterales cortas del cajón de aluminio. A su vez, el ensamblaje alternativo de las piezas de aislante exteriores, cierra las juntas formadas por la capa anterior.

En el fondo de la caja de aluminio (Figura 3-2 a)), se ha situado una placa calefactora mediante resistencia eléctrica de IRCAgrup [3] contenida entre dos planchas de aluminio de 4 mm de espesor (Figura 3-2 b)), cuyo propósito es mejorar la transmisión de calor y homogeneizar su flujo. Las dimensiones son $578 \times 278 \times 2.9$ mm (l \times an. \times al.). Su potencia eléctrica máxima es de $P_{elec} = 480$ W (230 V_{AC}), aunque se usará con corriente continua.



a)



b)



c)



d)

Figura 3-1: Calorímetro adiabático. Vista frontal de: a) cajón de aluminio; b) y c) aislante de EPS (fondo y laterales) y d) tapa de EPS con ventana donde se situará la muestra.

La alimentación de la placa calefactora (aunque inicialmente concebida para corriente alterna (CA)) corre a cargo de una fuente de potencia, en corriente continua (CC), Xantrex XHR 150-7 (150V/7A), [4].



a)



b)

Figura 3-2: Vista frontal de: a) fondo de la caja de aluminio y b) placa calefactora entre planchas de aluminio.

3.1.1 Instrumentación

En el calorímetro, la instrumentación de medida utilizada consta de termopares de tipo T fabricados en el propio laboratorio a partir de cable de par de cobre/Costantán del fabricante Omega, [5] (Figura 3-3 a)), y sensores de flujo de calor de los fabricantes Hukseflux, [6], b) Captec, [7] (dotados estos últimos de un termopar de tipo T extra en el propio sensor), (Figura 3-3 b)) Figura 3-3 c) y d).

La unión del termopar se ha soldado sobre una lámina fina de cobre de aproximadamente $1 \text{ a } 2 \text{ cm}^2$, para aumentar la superficie de medida. Así se consigue medir una temperatura de la superficie más uniforme, puesto que el cobre es buen conductor y aumentar un poco la inercia térmica del termopar haciendo las medidas más estables.

Además, dado que se han de medir temperaturas del aire ambiente, se ha realizado un montaje diferente para estos. Se ha soldado a una lámina de cobre enrollada formando dos tubos, tratando de añadir representatividad a las medidas (Figura 3-3 e)).

La distribución de los instrumentos se refleja en el siguiente esquema (Figura 3-4). y se encuentra detallada más adelante, en la Tabla 3-1.



Figura 3-3: a) Termopares tipo T; b) sensores de flujo Hukseflux; c) sensores de flujo Captec dotados de termopar; d) termopar tipo T de los sensores de flujo de Captec; e) termopar para medir la temperatura del aire

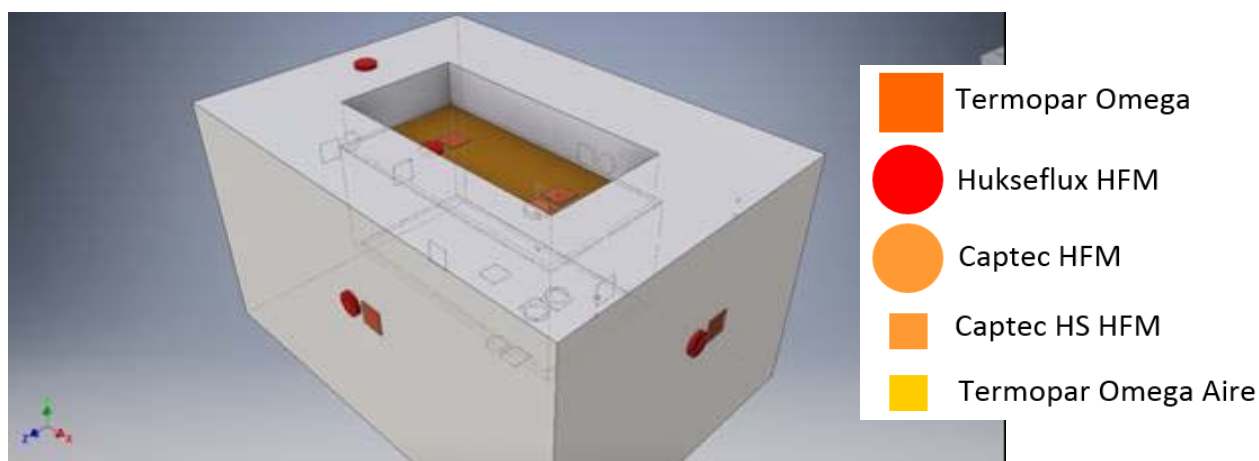


Figura 3-4: Vista en perspectiva de los instrumentos de medida en el calorímetro, [8].

3.1.2 Sistema de adquisición de datos

La lectura de todos estos sensores se realiza mediante tres multiplexores de 20 canales Agilent mod. 34901A, [9], que forman parte de un Data Logger Agilent 34970A, [10], (Figura 3-5 a)), y se transfiere mediante el software propietario del fabricante a un ordenador para procesar los resultados (Figura 3-5b)).



a)



b)

Figura 3-5: a) Data Logger Agilent 34970A y b) ordenador para el procesamiento de los datos.

3.1.3 Instrumentación adicional

Además de la lectura de datos experimentales directos, se ha podido verificar la presencia de fugas de calor no controladas mediante termografía.

Esta técnica permite determinar temperaturas a distancia, con exactitud y sin necesidad de contacto físico con el objeto a estudiar. Las cámaras termográficas permiten captar la radiación infrarroja de los objetos una vez conocida la emisividad de su superficie.

Para realizar estas imágenes termográficas, se ha usado una cámara Testo 881, [11]. Las imágenes obtenidas se han usado como un elemento de referencia por comparación y no como un elemento de medida (absoluta), ya que el objetivo era localizar zonas de fuga de calor y no medida absoluta de la temperatura.

3.2 Validación del funcionamiento del calorímetro calibrado

Una vez se realizó el montaje del sistema, de su instrumentación y se verificó su funcionamiento, se procedió a su validación con muestras de vidrio comerciales convencionales aptas para su uso en edificación. Como tal validación, también se establecieron sus limitaciones y problemas, y se plantearon soluciones al respecto.

3.2.1 Metodología y equipos utilizados

La metodología seguida con el dispositivo que se acaba de describir consta de los siguientes pasos:

- ❖ Se suministra una potencia eléctrica fija conocida al elemento calefactor plano del calorímetro hasta lograr un estado de transferencia de calor en condiciones de régimen estacionario.
- ❖ Se hacen medidas de: i) los flujos de calor a través de la muestra y las paredes del calorímetro, así como de las placas de aluminio que envuelven el elemento calefactor plano; ii) de las temperaturas de las superficies internas y externas de la muestra, del aislante, del aire contenido en el interior del calorímetro, del ambiente exterior al mismo, y de las placas de aluminio que envuelven el elemento calefactor.
- ❖ También se toman imágenes termográficas del sistema y de la muestra para detectar la existencia de puntos de fuga de calor a través del aislante y para verificar la uniformidad en la distribución de temperatura sobre la muestra.

- ❖ Se calcula la resistencia térmica de la muestra a partir del flujo de calor que la atraviesa y la diferencia de temperatura entre sus superficies interna y externa. Para comprobar la correcta medida de los sensores de flujo que monitorizan las pérdidas de calor a través de las paredes del calorímetro, se calculan los flujos de calor a través de las mismas a partir de las temperaturas medidas de sus superficies y de sus propiedades. Por último, se realiza un balance energético para comprobar la coherencia de las mediciones.

ESTABLECIMIENTO DEL RÉGIMEN ESTACIONARIO DE TRANSFERENCIA DE CALOR: El calorímetro permite que el calor transferido por el elemento calefactor al ambiente de la cavidad interior, idealmente, sólo pueda transmitirse al exterior a través de la muestra, conforme al gradiente de temperatura que se genera entre ambos (considerándose el exterior un sumidero perfecto de calor). La resistencia calefactora plana, suministrará un flujo de calor (disipado por efecto Joule) en esta serie de experimentos equivalente a 21 W (50 V_{DC} y 0.42 A_{DC}). Esta potencia se distribuye sobre una superficie total de 0.32 m². El calorímetro se ha situado de forma que la muestra se encuentra en posición horizontal de manera que el flujo de calor incidente sobre la misma sea, previsiblemente, perpendicular y uniforme en estos experimentos. La consecución del estado estacionario se ha comprobado monitorizando los flujos de calor y las temperaturas.

FLUJOS DE CALOR Y TEMPERATURAS EN EL ESTACIONARIO: Los flujos de calor a través de la muestra y de las paredes del calorímetro se han medido con los y, por otro lado, las temperaturas se han medido con termopares fabricados en el propio Laboratorio con cable de cobre-Costantán (termopar tipo T) de la marca Omega [5]. Toda la instrumentación y su conexionado se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 3-1: Descripción de la instrumentación del calorímetro.

<i>Tipo</i>	<i>Tecnología</i>	<i>Unidades</i>	<i>Constante Calibración</i>	<i>Descripción</i>	<i>Canal</i>
-	-	-	-	#LIBRE#	101
Termopar	Tipo T	°C	-	Termopar adherido a la muestra (interior calorímetro)	102
Termopar	Tipo T	°C	-	Termopar al aire a 2/3 de distancia de la placa calefactora	103
Termopar	Tipo T	°C	-	Termopar al aire a 1/3 de distancia de la placa calefactora	104
Termopar	Tipo T	°C	-	Termopar adherido a la placa calefactora (exterior calorímetro)	105
Termopar	Tipo T	°C	-	Termopar adherido a la placa calefactora (interior calorímetro)	106
Termopar	Tipo T	°C	-	Termopar adherido al EPS (abajo exterior)	107
Termopar	Tipo T	°C	-	Termopar adherido al EPS (abajo interior)	108
Termopar	Tipo T	°C	-	Termopar adherido al EPS (detrás exterior)	109
Termopar	Tipo T	°C	-	Termopar adherido al EPS (detrás interior)	110
Termopar	Tipo T	°C	-	Termopar adherido al EPS (derecha exterior)	111
Termopar	Tipo T	°C	-	Termopar adherido al EPS (derecha interior)	112
Termopar	Tipo T	°C	-	Termopar adherido al EPS (izquierda exterior)	113
Termopar	Tipo T	°C	-	Termopar adherido al EPS (izquierda interior)	114
Termopar	Tipo T	°C	-	Termopar adherido al EPS (delante exterior)	115

Termopar	Tipo T	°C	-	Termopar adherido al EPS (delante interior)	116
-	-	-	-	#LIBRE#	117
Termopar	Tipo T	°C	-	Termopar adherido a la muestra (exterior calorímetro)	118
<i>Termopar</i>	<i>Tipo T</i>	<i>°C</i>	<i>-</i>	<i>Termopar adherido a la pared lateral caja Al (interior calorímetro) Test Vidrio Sencillo</i>	<i>118</i>
Termopar	Tipo T	°C	-	Termopar al aire ambiente de la habitación	119
Termopar	Tipo T	°C	-	Termopar adherido a la muestra (exterior calorímetro)	120
-	-	-	-	#LIBRE# Test Vidrio Sencillo	120
<i>Tipo</i>	<i>Tecnología</i>	<i>Unidades</i>	<i>Constante Calibración ($\cdot 10^{-3} \text{ mV/W m}^{-2}$)</i>	<i>Descripción</i>	<i>Canal</i>
HFM	Hukseflux	mV	61.61	Sonda de flujo de calor (detrás exterior) - 11176	201
HFM	Hukseflux	mV	61.37	Sonda de flujo de calor (izquierda exterior) - 11178	202
HFM	Hukseflux	mV	63.75	Sonda de flujo de calor (delante exterior) - 11177	203
-	-	-	-	#NO ACTIVO#	204
HFM	Hukseflux	mV	62.00	Sonda de flujo de calor sobre muestra (exterior calorímetro) - 002486	205
-	-	-	-	#LIBRE# Test Vidrio Sencillo	205
HFM	Hukseflux	mV	62.78	Sonda de flujo de calor (tapa exterior) - 11179	206
HFM	Hukseflux	mV	61.27	Sonda de flujo de calor (derecha exterior) - 11180	207
HFM	Hukseflux	mV	61.38	Sonda de flujo de calor (abajo exterior) - 11175	208
-	-	-	-	#LIBRES#	209 - 220
<i>Tipo</i>	<i>Tecnología</i>	<i>Unidades</i>	<i>Constante Calibración ($\cdot 10^{-3} \text{ mV/W m}^{-2}$)</i>	<i>Descripción</i>	<i>Canal</i>
Termopar	Tipo T	°C	-	Termopar adherido a la muestra (exterior calorímetro) - 7	301
Termopar	Tipo T	°C	-	Termopar adherido entre junta exterior y tapa - 4	302
Termopar	Tipo T	°C	-	Termopar embutido en la junta exterior - 1	303
Termopar	Tipo T	°C	-	Termopar embutido en la junta interior - 2	304
Termopar	Tipo T	°C	-	Termopar adherido entre junta interior y tapa - 3	305
Termopar	Tipo T	°C	-	Termopar adherido a la placa calefactora (exterior calorímetro) - 6	306
Termopar	Tipo T	°C	-	Termopar adherido a la placa calefactora (interior calorímetro) - 5	307
Termopar	Tipo T	°C	-	Termopar adherido a la muestra (interior calorímetro) - 8	308
HFM	Captec	mV	18.7	Sonda de flujo de calor adherida a la muestra (interior calorímetro) - 8	309
HFM	Captec	mV	15.9	Sonda de flujo de calor adherida a la placa calefactora (interior calorímetro) - 5	310
HFM	Captec	mV	17.9	Sonda de flujo de calor adherida a la placa calefactora (exterior calorímetro) - 6	311
HFM	Captec	mV	0.778	Sonda de flujo de calor adherida entre junta interior y tapa - 3	312
-	-	-	-	#NO ACTIVO#	313
HFM	Captec	mV	0.747	Sonda de flujo de calor embutida en la junta interior - 2	314
HFM	Captec	mV	0.714	Sonda de flujo de calor embutida en la junta exterior - 1	315
HFM	Captec	mV	18.7	Sonda de flujo de calor adherida a la muestra (exterior calorímetro) - 7	316
-	-	-	-	#LIBRE#	317

HFM	Captec	mV	0.83	Sonda de flujo de calor adherida entre junta exterior y tapa - 4	318
-	-	-	-	#NO INSTALADO#	319
-	-	-	-	#NO INSTALADO#	320

La conexión y distribución de la instrumentación se varió en el segundo ensayo, correspondiente al vidrio sencillo. En éste, el termopar conectado al canal 118 pasó a estar adherido a la pared lateral interior de la caja de aluminio. Su posición ha sido en la mitad superior del lateral más largo, hacia la mitad del mismo. El termopar conectado al canal 120, y el sensor de flujo Hukseflux 002486, del canal 205, pasan a estar conectados en los canales 305 y 314 en este segundo ensayo, aunque sus posiciones no variaron (Tabla 3-2):

Tabla 3-2 : Descripción de la instrumentación del calorímetro (tarjeta n° 3).

<i>Tipo</i>	<i>Tecnología</i>	<i>Unidades</i>	<i>Constante Calibración</i> ($\cdot 10^{-3} \text{ mV/W m}^2$)	<i>Descripción</i>	<i>Canal</i>
Termopar	Tipo T	°C	-	Termopar adherido a la muestra (exterior calorímetro) - 7	301
-	-	-	-	#LIBRE#	302
-	-	-	-	#LIBRE#	303
-	-	-	-	#LIBRE#	304
Termopar	Tipo T	°C	-	Termopar adherido a la muestra (exterior calorímetro)	305
Termopar	Tipo T	°C	-	Termopar adherido a la placa calefactora (interior calorímetro) - 5	306
Termopar	Tipo T	°C	-	Termopar adherido a la placa calefactora (exterior calorímetro) - 6	307
Termopar	Tipo T	°C	-	Termopar adherido a la muestra (interior calorímetro) - 8	308
HFM	Captec	mV	18.7	Sonda de flujo de calor adherida a la muestra (exterior calorímetro) - 7	309
-	-	-	-	#LIBRE#	310
-	-	-	-	#LIBRE#	311
-	-	-	-	#LIBRE#	312
-	-	-	-	#NO ACTIVO#	313
HFM	Captec	mV	62.00	Sonda de flujo de calor sobre muestra (exterior calorímetro) - 002486	314
HFM	Captec	mV	15.9	Termopar adherido a la placa calefactora (interior calorímetro) - 5	315
HFM	Captec	mV	17.9	Sonda de flujo de calor adherida a la placa calefactora (exterior calorímetro) - 6	316
HFM	Captec	mV	18.7	Sonda de flujo de calor adherida a la muestra (interior calorímetro) - 8	317
-	-	-	-	#LIBRE#	318
-	-	-	-	#NO INSTALADO#	319
-	-	-	-	#NO INSTALADO#	320

Los experimentos han durado el tiempo necesario para poder garantizar que se ha alcanzado el estado estacionario y que se dispone de suficiente estadística (habitualmente con un tiempo superior a 24 h). En concreto, se han tomado las medidas de los flujos de calor y de las temperaturas cada 5 minutos.

CÁLCULO DE LA RESISTENCIA TÉRMICA DE LA MUESTRA: La resistencia térmica de la muestra, R_{th} , se obtiene a partir de las medidas directas del flujo de calor que la atraviesa, q'' , y de las temperaturas de sus superficies, T_{1s} y T_{2s} , aplicando la expresión siguiente:

$$q'' = \frac{1}{R_{th}} (T_{s2} - T_{s1}). \quad (1)$$

Por otro lado, para comprobar la coherencia de las medidas de los sensores de flujo situados sobre las paredes del calorímetro, se han medido las temperaturas de las superficies interior y exterior del aislante de EPS. Con estas medidas, y conociendo las características térmicas de las distintas paredes ($e = 20$ cm de EPS con una densidad de $25 \text{ Kg}\cdot\text{m}^{-3}$ y conductividad térmica, a 20°C , de $\lambda_{th} = 0.035 \text{ W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$) [2], se ha calculado, de forma aproximada, el flujo de calor, q'' , que estaría pasando a su través, conforme el siguiente cálculo:

$$q'' = \frac{\lambda_{th}}{e} (T_{s2} - T_{s1}). \quad (2)$$

3.2.2 Muestras de vidrio comercial para edificación

Las muestras objeto de este estudio de validación del sistema calorimétrico son vidrios comerciales convencionales, aptos para aplicaciones en el ámbito de la edificación, y con distintas estructuras. La siguiente tabla (Tabla 3-3) resume sus principales características,

Tabla 3-3 : Descripción de las muestras.

Nombre	Características físicas. Estructura	Otras	Referencia
VIDRIOS SENCILLOS			
Float Glass ExtraClear 4	300 x 600 mm ² , vidrio 4 mm	U _g =5,8 W·m ⁻² · K ⁻¹	OCM-CM 01
			OCM-CM 02
			OCM-CM 03
VIDRIOS CON CÁMARA DE AISLAMIENTO			
Double Float Glass ExtraClear 14	300 x 600 mm ² , doble vidrio 4 mm con cámara de aire 6 mm e intercalario de acero inoxidable con desecante	U _g =3,3 W·m ⁻² · K ⁻¹	OCM-CM 04
Double Float Glass ExtraClear 18	300 x 600 mm ² , doble vidrio 4 mm con cámara de aire 10 mm e intercalario de acero inoxidable con desecante	U _g =2,9 W·m ⁻² · K ⁻¹	OCM-CM 05
Double Float Glass ExtraClear 20	300 x 600 mm ² , doble vidrio 4 mm con cámara de aire 12 mm e intercalario de acero inoxidable con desecante	U _g =2,9 W·m ⁻² · K ⁻¹	OCM-CM 06
Double Float Glass ExtraClear 24	300 x 600 mm ² , doble vidrio 4 mm con cámara de aire 16 mm e intercalario de acero inoxidable con desecante	U _g =2,7 W·m ⁻² · K ⁻¹	OCM-CM 07
Double Float Glass ExtraClear 32	300 x 600 mm ² , doble vidrio 4 mm con cámara de aire 24 mm e intercalario de acero inoxidable con desecante	U _g =2,8 W·m ⁻² · K ⁻¹	OCM-CM 08

El valor U_g que se da en la tabla es un valor de fábrica obtenido mediante el cálculo que se describe en la norma EN 673:2011 [14]. En las hojas de datos técnicos, el fabricante indica los valores de las características lumínicas y solares (norma EN 410:2011 [15]).

Los ensayos de validación se han realizado sobre las muestras OCM-CM 07 y OCM-CM 01, y sus resultados se muestran a continuación.

3.2.3 Resultados de la validación con muestras de vidrio

El análisis de resultados se estructura del siguiente modo: primero se discuten las variables referidas a la muestra (temperatura y flujos de calor) y se calcula la resistencia térmica de la misma. A continuación, se estudian las variables relacionadas con el resto de elementos del calorímetro, con objeto de ver la coherencia de los resultados dados por los medidores de flujo, evaluar las pérdidas del calorímetro y discutir la homogeneidad del

flujo de calor a través de las paredes del calorímetro. Para cada variable, se muestra su gráfica de evolución temporal, un zoom de la región de régimen estacionario, y los valores estadísticos promedio, desviación estándar, error relativo, máximo y mínimo y la diferencia entre estos.

3.2.3.1 Temperaturas de superficie y flujo de calor en las muestras. Cálculo de su resistencia térmica

En las gráficas siguientes, considerando la muestra OCM-CM 07 se muestran las evoluciones temporales de las diferencias de temperatura entre ambas superficies, para los dos tipos de sensores, en todo el intervalo de tiempo (Figura 3-6 izq.), y solo en la parte estacionaria (Figura 3-6 dcha).

Como se puede apreciar en las gráficas, a partir de 70 000 s, el régimen estacionario se ha alcanzado de forma clara puesto que las variaciones de la temperatura en el tiempo son muy pequeñas. El ajuste lineal (Figura 10 dcha.) indica pendientes del orden de 10^{-5} a 10^{-6} . Las diferencias de temperatura que se obtienen con los diferentes sensores no dependen del tipo de sensor. Los errores estadísticos (tabla adjunta a la Figura 10.) asociados a estas medidas son inferiores al 1 %, y la tolerancia de los termopares utilizados es del 1 % [12].

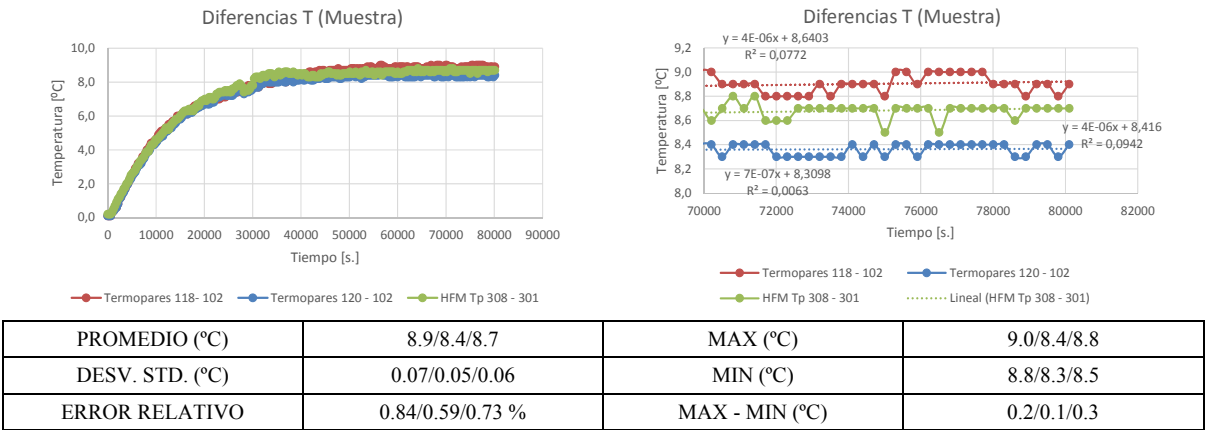


Figura 3-6: Evolución temporal de las temperaturas de superficie de la muestra OCM-CM 07.

Con estas medidas no se puede concluir que la distribución de temperatura sobre la muestra sea homogénea ya que todos los sensores están situados en la misma región y están aparejados dos a dos a ambos lados de ésta, salvo el termopar 120. Sin embargo, observando las termografías obtenidas de la superficie externa de la muestra, sí que se puede concluir que dicha distribución no es homogénea.

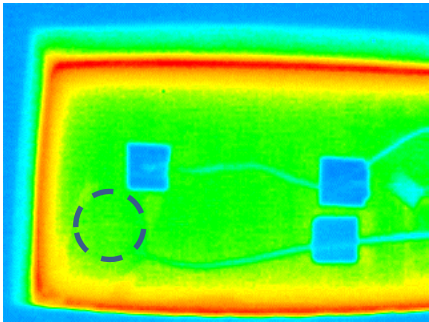


Figura 3-7: Termografía del lado exterior de la muestra OCM-CM 07.

En la figura anterior (Figura 3-7), se observa la zona donde están situados los sensores (el círculo punteado es el sensor Hukseflux) sobre la superficie externa de la muestra. La

variación de temperatura en esta región ronda los 1.2 °C, pero conforme se extiende esa zona hacia los bordes, la variación puede llegar a ser de hasta 10 °C.

A continuación, las siguientes gráficas muestran las evoluciones temporales de los flujos de calor a través de la muestra, captados por los sensores de flujo HFM Hukseflux 205 y HFM Captec 316 (superficie externa al calorímetro) y HFM Captec 309 (superficie interna al calorímetro). Además, se muestra la parte estacionaria respectiva y se incluyen los valores estadísticos asociados al flujo de calor en el estacionario.

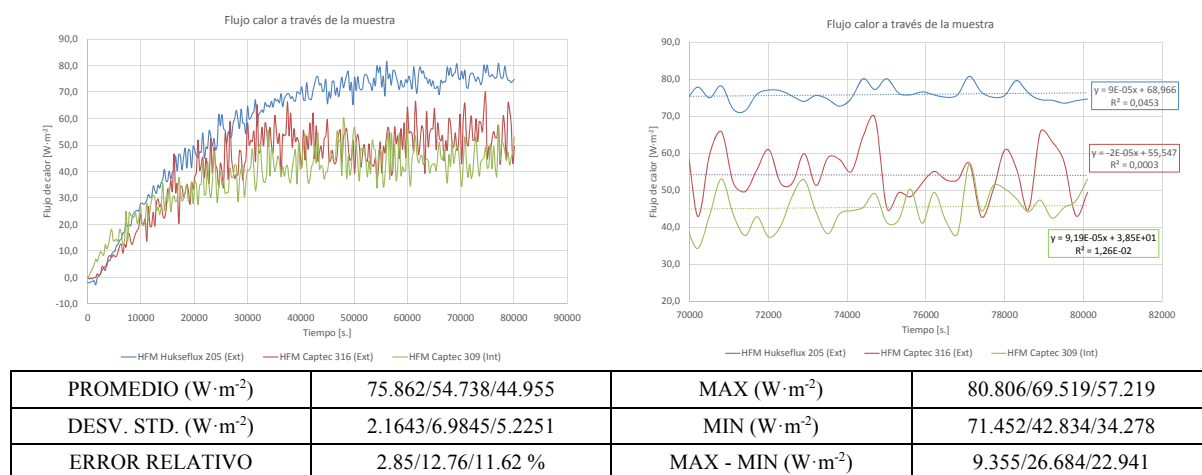


Figura 3-8: Flujo de calor a través de la muestra OCM-CM 07 captado por los distintos sensores de flujo de calor.

A diferencia de las medidas de temperatura de superficie de la muestra, las de flujo de calor presentan mayores oscilaciones incluso en el régimen estacionario (errores relativos de entre el 2.85 y el 12.76 %, según el tipo de sensor). Esto se interpreta en base a que los sensores de flujo miden en función de la diferencia de temperaturas entre las superficies del material del que están hechos. Al estar una en contacto con la muestra y la otra con el ambiente, exterior o interior al calorímetro, la mínima variabilidad en las condiciones del ambiente junto con su gran sensibilidad, se traduce en dichas oscilaciones.

Por otro lado, los valores promedio del flujo de calor obtenidos en el estado estacionario, son marcadamente distintos (aproximadamente 44.96, 54.74 y 75.86 $W \cdot m^{-2}$), en lo cual parece no influir el que sean sensores de dos tipos diferentes.

El cálculo de la resistencia térmica de la muestra OCM-CM 07 sigue la expresión presentada en el apartado de Metodología, expresión (1). Haciendo uso de los datos anteriores, se obtienen los siguientes valores para ésta (Tabla 3-4):

Tabla 3-4 : Resultados de la resistencia térmica de la muestra OCM-CM 07 y su valor de fábrica.

	HFM Hukseflux 205	HFM Captec 316	HFM Captec 309
R_{th}	0.118	0.161	0.193
$R_{th, fábrica(*)}$	0.200		

(*): Norma EN 673:2011 [14].

De forma análoga a la muestra anterior, se ha procedido con la OCM-CM01. En las gráficas siguientes se muestran las evoluciones temporales de las diferencias de temperatura entre ambas superficies, para los dos tipos de sensores, en todo el intervalo de tiempo (Figura 3-9 izq.), y solo en la parte estacionaria (Figura 3-9 dcha.),

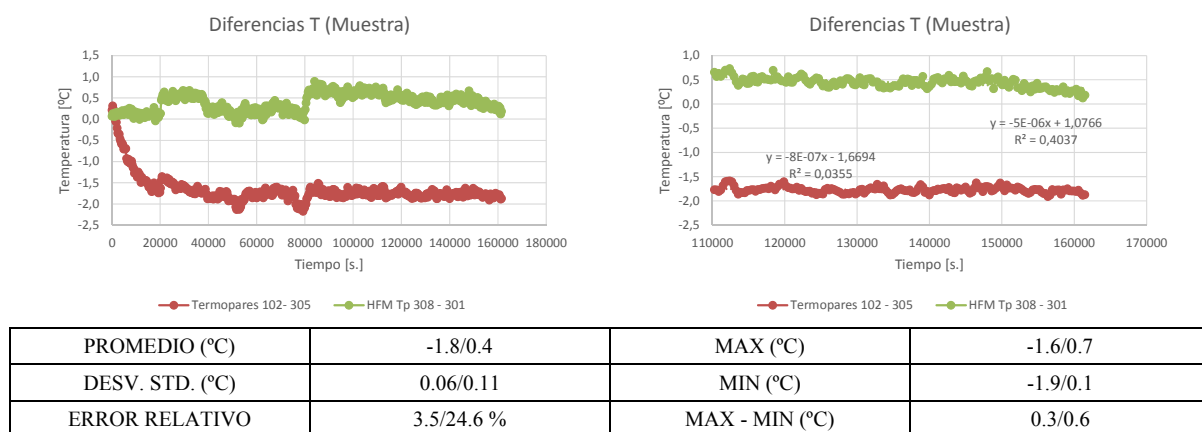


Figura 3-9: Evolución temporal de las temperaturas de superficie de la muestra OCM-CM 01.

Como se puede apreciar en las gráficas, el régimen estacionario se alcanzó a partir de 110 000 s. El ajuste lineal (Figura 3-9 dcha.) indica pendientes del orden de 10^{-5} a 10^{-6} .

En este caso, las lecturas de los termopares Omega dan una diferencia de temperatura que no es posible (negativa).

Al igual que en el caso anterior, una termografía revela el tipo de distribución de temperatura en la superficie externa de la muestra, observándose su no homogeneidad:

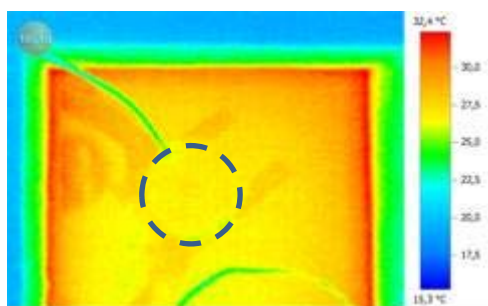
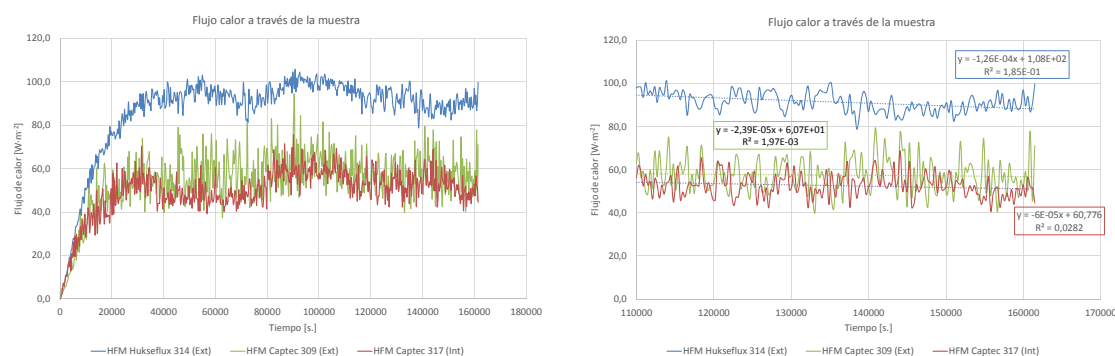


Figura 3-10: Termografía del lado exterior de la muestra OCM-CM 01.

En la figura anterior se observa la zona donde están situados los sensores (el círculo punteado es el sensor Hukseflux) sobre la superficie externa de la muestra. La variación de temperatura en esta región ronda los 1.6 °C, pero conforme se extiende esa zona hacia los bordes, la variación puede llegar a ser de hasta 12 °C.

A continuación, también se muestran las evoluciones temporales de los flujos de calor a través de la muestra, captados por los sensores de flujo HFM Hukseflux 314 y HFM Captec 309 (superficie externa al calorímetro), y HFM Captec 317 (superficie interna al calorímetro). Además, se amplía la parte estacionaria con mayor detalle, y se incluyen los valores estadísticos asociados al flujo de calor en dicho régimen (tablas adjuntas a la Figura 3-11).

Al igual que en el caso precedente, las medidas de flujo de calor presentan mayores oscilaciones que las de temperatura, incluso en la zona de régimen estacionario (errores relativos de entre el 4.79 y el 14.05 %, según el tipo de sensor).



PROMEDIO ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$)	91.413/57.482/52.607	MAX ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$)	101.312/79.454/68.817
DESV. STD. ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$)	4.3783/8.0768/5.3738	MIN ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$)	78.800/40.150/40.706
ERROR RELATIVO	4.79/14.05/10.21 %	MAX - MIN ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$)	22.512/39.304/28.111

Figura 3-11: Flujo de calor a través de la muestra OCM-CM 01 captado por los distintos sensores de flujo de calor.

Por otro lado, los valores promedio del flujo de calor obtenidos en el estado estacionario, se diferencian aún más (aproximadamente 52.61, 57.48 y 91.41 $\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$), especialmente cuando se trata de sensores de origen diferente.

Sin embargo, tanto en el caso anterior como en este, se entendió a la hora de realizar los experimentos que los sensores de Hukseflux eran aptos para la medida de flujos de calor a través de vidrios, al igual que los de Captec, ya que, los valores de resistencia térmica dados por los fabricantes [6][7] son muy próximos a los de las muestras, lo cual era erróneo. Por otro lado, los sensores de flujo de calor Captec están diseñados con un espesor muy reducido (0.4 mm) para no perturbar el flujo a medir según el propio fabricante [7].

Considerando los resultados anteriores sobre la no homogeneidad en la distribución de temperatura sobre la superficie externa de la muestra (termografía), y observando que el flujo de calor detectado es mayor en el lado externo al calorímetro (54.74 y 75.86 $\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$; 52.61 y 91.41 $\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$), se prevé, como primera posible causa, que exista algún puente térmico a través del cual se transmite calor a la superficie externa de la muestra. Se concluye que el contacto de la muestra con los soportes metálicos en contacto con la cavidad da lugar a esta transferencia no controlada de calor y, por ende, a tales diferencias en las medidas.

El cálculo de la resistencia térmica de la muestra OCM-CM 01 sigue la expresión presentada en el apartado de Metodología, expresión (1). Haciendo uso de los datos presumiblemente válidos anteriores, se obtienen los siguientes valores para ésta (Tabla 3-5):

Tabla 3-5: Resultados de la resistencia térmica de la muestra OCM-CM 01 y su valor de fábrica.

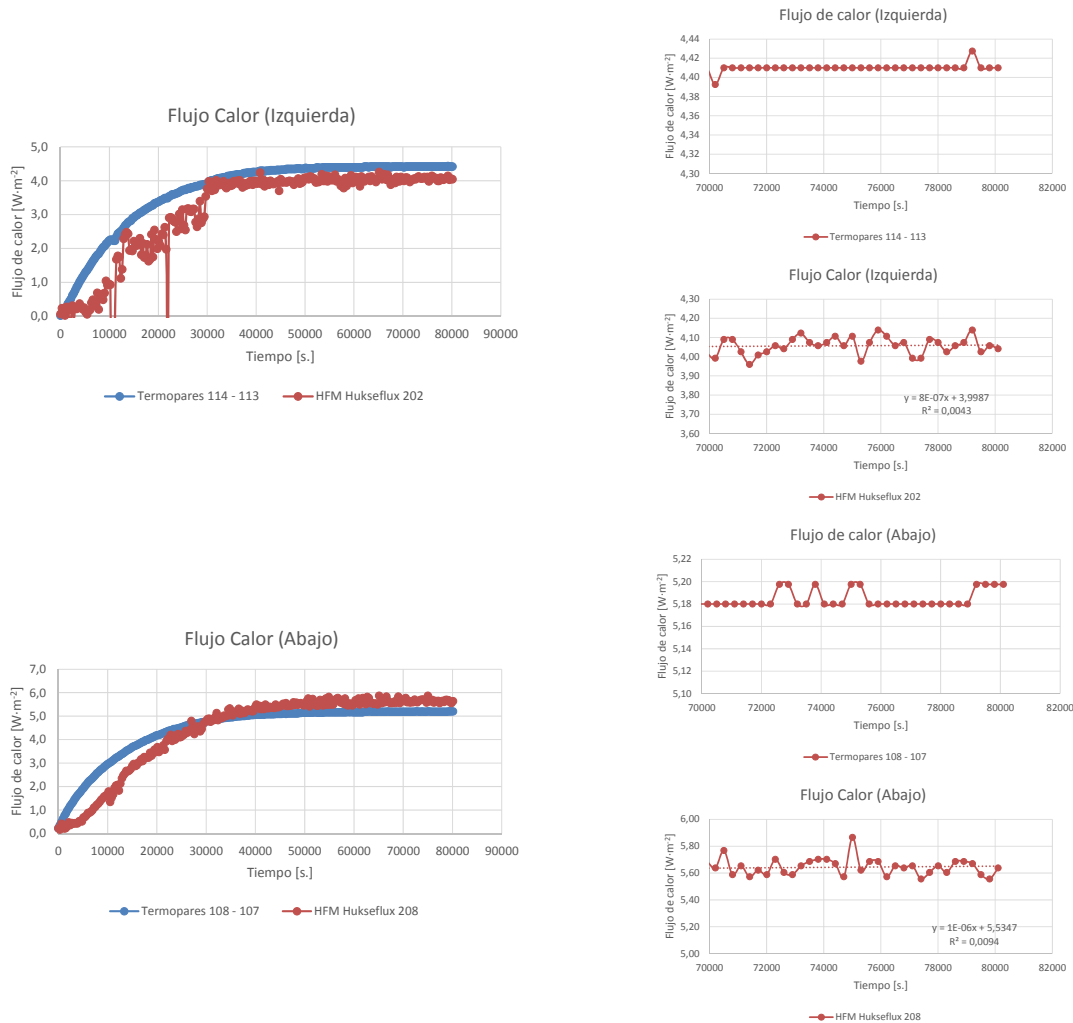
	HFM Hukseflux 205	HFM Captec 316	HFM Captec 309
R_{th}	0.004	0.007	0.008
$R_{th, \text{fábrica}}(*)$	0.0024		

(*): Norma EN 673:2011 [14].

3.2.3.2 Flujos de calor en las paredes del calorímetro. Coherencia en las medidas estacionarias de los sensores de flujo

A continuación, en las gráficas siguientes (Figura 3-12), se muestran las evoluciones temporales de los flujos de calor a través de las paredes del calorímetro en el experimento

de la muestra OCM:CM07. Como ejemplo, se presentan los resultados de un lateral y del fondo del calorímetro. Se han obtenido, por un lado, mediante cálculo a partir del gradiente de temperatura entre las superficies de aislante de EPS (termopares 107 a 116) y las características térmicas de éstas [2], usando la ecuación (2). Y por otro, midiendo directamente con los sensores de flujo HFM Hukseflux 201, 202, 203, 207 y 208. El primer valor en las tablas corresponde con el flujo obtenido a partir de las temperaturas medidas y el segundo a la medida directa con el correspondiente sensor de flujo. Dos // separan los casos.



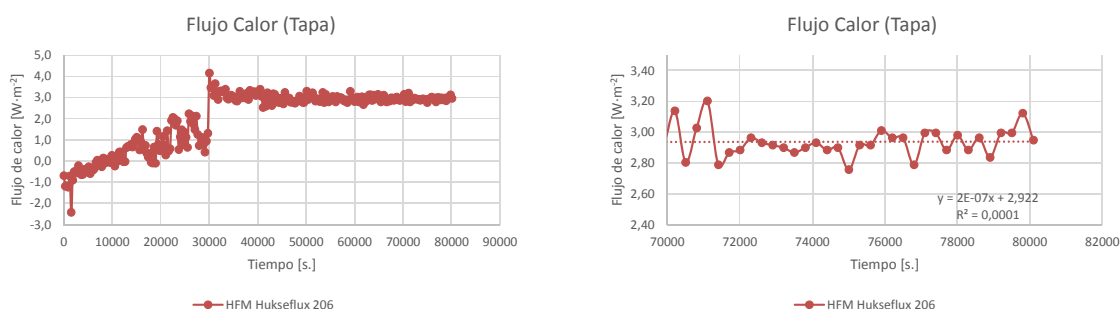
PROMEDIO ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$)	4.410/4.057//5.185/5.646	MAX ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$)	4.428/4.139//5.198/5.865
DESV. STD. ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$)	0.0042/0.0446//0.0078/0.0633	MIN ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$)	4.393/3.960//5.180/5.556
ERROR RELATIVO	0.10/1.10//0.15/1.12 %	MAX – MIN ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$)	0.035/0.179//0.018/0.310

Figura 3-12: Flujo de calor a través de las paredes del calorímetro en el experimento de la muestra OCM-CM 07 captado por los distintos sensores de flujo de calor y termopares adheridos a las mismas.

En general, los flujos de calor a través de las paredes laterales del calorímetro son parecidos, en torno a $4.24 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ (termopar) y $3.91 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ (sensor de flujo) con una variación de unos $0.3 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ y $0.4 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$, respectivamente, en el caso OCM-CM 07. Los valores de flujo de calor del lado inferior son superiores a los de las paredes laterales, $5.19 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ y $5.65 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$, seguramente debido a que la resistencia calefactora está situada en el fondo del calorímetro, muy cerca de estos sensores y, por lo tanto, el gradiente de temperatura pared interior/pared exterior será superior. Si comparamos los resultados según el detector, vemos que los valores dados por los sensores de flujo son inferiores a los

obtenidos a partir de las temperaturas de superficie. Ello puede deberse a que los termopares interiores entren en contacto con las paredes de aluminio de la cavidad, midiendo una temperatura mayor. Así, el gradiente térmico es mayor y, en consecuencia, el flujo calculado. Los resultados obtenidos en el caso de la muestra OCM-CM01 fueron análogos y no se reproducen aquí.

En las siguientes gráficas (Figura 3-13), se muestra la evolución temporal del flujo a través de la tapa del calorímetro, en el caso de la muestra OCM-CM07, captado con el sensor de flujo HFM Hukseflux 206.



PROMEDIO ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$)	2.935	MAX ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$)	3.202
DESV. STD. ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$)	0.0953	MIN ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$)	2.756
ERROR RELATIVO	3.25%	MAX - MIN ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$)	0.446

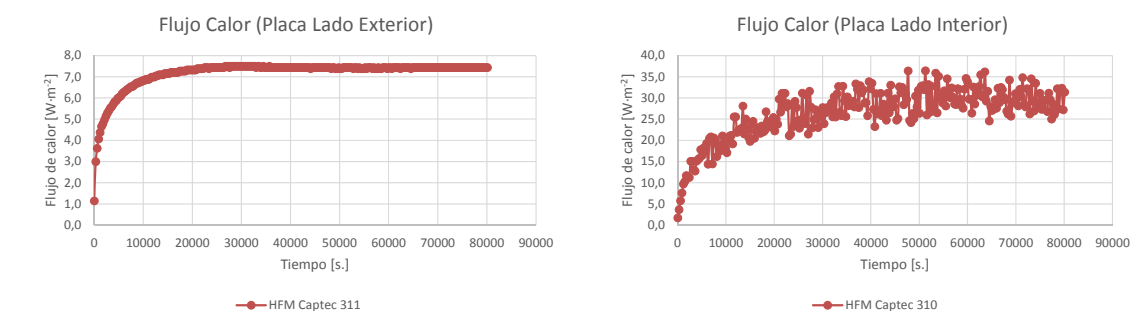
Figura 3-13: Flujo de calor perdido a través de la tapa del calorímetro en el experimento de la muestra OCM-CM 07.

Hay que observar que este flujo es inferior a los de otras paredes del calorímetro, a pesar de suponer la mitad de aislante. Esto se debe a que bajo la misma no se encuentra directamente ningún elemento metálico conductor de calor, sino el aislante de las paredes laterales.

3.2.3.3 Resistencia calefactora: temperaturas superficiales y flujos de calor. Balance de energía

En estas gráficas (Figura 3-14), se muestran las evoluciones temporales de los flujos de calor salientes de la resistencia calefactora (muestra OCM-CM07). Están captados por los sensores de flujo HFM Captec 310 (315) (lado interno hacia la cavidad) y 311 (316) (lado externo hacia el EPS). Los sensores de flujo no se sitúan directamente sobre la resistencia calefactora, y se ha tenido en cuenta en balance térmico.

El objeto de la medida de estos flujos, es el de poder comprobar que se cumple el balance energético del sistema y, de paso, examinar la forma de la distribución de calor en el sistema. Se considera que la resistencia calefactora está disipando 21 W sobre una superficie total de 0.32 m^2 . Este calor se debe distribuir hacia la placa de aluminio de 4 mm de espesor que tiene encima, y hacia la inferior (también de 4 mm) en contacto con la caja de aluminio que define la cavidad interior del calorímetro.



PROMEDIO (W·m ⁻²)	7.430/29.538	MAX (W·m ⁻²)	7.430/34.780
DESV. STD. (W·m ⁻²)	0.0000/2.4842	MIN (W·m ⁻²)	7.430/24.969
ERROR RELATIVO	0.00%/8.41%	MAX - MIN (W·m ⁻²)	0.000/9.811

Figura 3-14: Flujo de calor a través de las superficies del elemento calefactor del calorímetro en el experimento de la muestra OCM-CM 07.

Si se considera que el aluminio es un buen conductor térmico [16], la caja de aluminio logrará, idealmente, un flujo igual al de la placa de aluminio que tiene encima la resistencia calefactora hacia el interior. Por lo tanto, en primera aproximación, se puede suponer que los flujos se van a distribuir homogéneamente sobre las superficies metálicas interior y exterior. Dado que disponemos de los valores de los flujos a través de las paredes laterales de EPS hacia el exterior, estos serán también considerados como homogéneamente distribuidos como ya se discutió también en anteriores apartados. Así, se tiene el siguiente balance:

$$\text{Calor resistencia calefactora} = \text{Calor superficie interna} + \text{Calor superficie externa}$$

Muestra OCM-CM 07:

Área externa de la caja metálica:

$$\text{Fondo: } 607 \times 307 \text{ mm}^2 = 0.186 \text{ m}^2$$

$$\text{Flujo de calor homogéneo en la superficie Fondo: } 7.430 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$$

$$\text{Lateral: } 2 \times (607 \times 253 \text{ (Izq/Dch)} + 307 \times 253 \text{ (Del/Tras)}) \text{ mm}^2 = 0.462 \text{ m}^2$$

$$\text{Flujos de calor homogéneos en las superficies Lateral: } 4.057 \text{ (Izq)}, 4.005 \text{ (Dch)}, 3.641 \text{ (Del)}, \text{ y } 3.937 \text{ (Tras)} \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$$

Área interna de la caja metálica:

$$\text{Fondo: } 603 \times 303 \text{ mm}^2 = 0.183 \text{ m}^2$$

$$\text{Lateral: } 2 \times (603 \times 251 + 303 \times 251) \text{ mm}^2 = 0.455 \text{ m}^2$$

$$\text{Área Total: } 0.638 \text{ m}^2$$

$$\text{Flujo de calor homogéneo en la superficie Total: } 29.578 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$$

Los mismos cálculos se realizaron también para la muestra OCM-CM01. Asumiendo los flujos dados, se obtiene una potencia total de 22.1 W (24.8 W). Aunque no reproducen adecuadamente los 21 W, no deja de ser un cálculo aproximado y afectado por la incertidumbre estadística del sensor (8.41 %), lo cual permite dar validez al mismo dentro de la simplificación asumida.

Los resultados de las pruebas que se acaban de presentar, permiten llegar a unas conclusiones iniciales sobre el funcionamiento del calorímetro que son:

- ❖ Se ha observado que el flujo de calor a través de la muestra no está uniformemente distribuido debido, posiblemente, a los puentes térmicos que supone el soporte metálico de la muestra. Para su comprobación se recomienda repetir el experimento con un mejor aislamiento de la muestra respecto del calorímetro.
- ❖ Dado el comportamiento oscilatorio de las medidas de los sensores de flujo, se recomendaría situarlos embebidos en las paredes del calorímetro en lugar sobre las superficies con el fin de mitigar su sensibilidad a los cambios ambientales. Así mismo, se recomienda mejorar la fijación de los sensores de flujo.
- ❖ El calorímetro presenta diversas fugas y pérdidas térmicas por lo que sería necesario mejorar su aislamiento (concretamente, sellar mejor las juntas del EPS, perfeccionar el cierre de la tapa y aumentar el grosor del EPS del fondo).
- ❖ El calor proporcionado por la resistencia calefactora al sistema se reparte homogéneamente en toda la cavidad, tal y como se pretendía con este diseño. No obstante, un reposicionamiento de los sensores de flujo que monitorizan dicha resistencia calefactora y el uso de otros extra sobre algunas paredes, permitiría un balance energético más preciso.

3.3 Evolución del calorímetro calibrado

3.3.1 Modificaciones acometidas sobre el calorímetro calibrado.

En líneas generales el diseño del calorímetro que se ha descrito es adecuado para obtener las resistencias térmicas de unidades planas de vidrio con cámara aislante. Sin embargo, es importante tener en cuenta la problemática que se acaba de desglosar para mejorar los resultados. Se realizaron dos tentativas de mejora del calorímetro calibrado. Los ensayos realizados para evaluar las modificaciones hechas sobre el calorímetro se han realizado usando la muestra OCM-CM-07. Se ha tomado como referencia el ensayo previo (denominado *Experimento 1*). La primera modificación que se llevó a cabo para eliminar el puente térmico consistió en la sustitución de los soportes de aluminio de la muestra (Figura 3-15 a) y b)), fijos en el revestimiento de aluminio de la cavidad, por otros realizados en EPS y plástico (Figura 3-15 c)) de menor superficie. Se realizó a continuación el experimento denominado *Experimento 2*. Este cambio no surtió el efecto esperado, por lo que se optó por una modificación mayor. Ésta ha consistido en la realización de una nueva tapa en la que la muestra va enmarcada dentro de ella, quedando así separada y aislada del revestimiento de aluminio de la cavidad (Figura 3-15 d)). Con este montaje se realizó un nuevo ensayo, llamado *Experimento 3*.

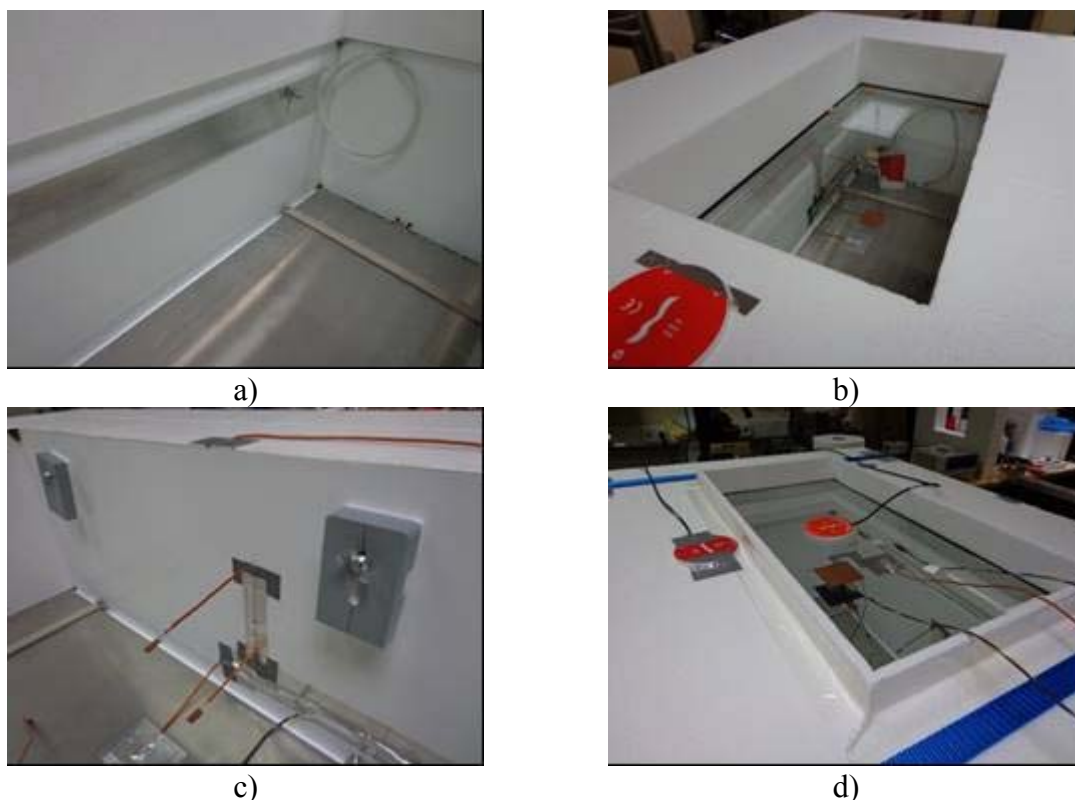


Figura 3-15: Modificaciones realizadas en el soporte de las muestras para evitar la presencia de puentes térmicos: a) y b) configuración original, c) modificación en los soportes, d) modificación integral de la tapa.

De forma complementaria a la primera modificación, se procedió a fijar con una cinta adhesiva bifacial los sensores de flujo que monitorizan las paredes del calorímetro. Para evitar bolsas de aire entre las superficies de contacto e igualar irregularidades superficiales se usó pasta térmica de alta conductividad de Omega Inc. Y se utilizaron cinchas para asegurar y presionar las distintas piezas de EPS dando consistencia al conjunto y tratando de cerrar aquellas juntas que podrían dar lugar a fugas incontroladas de calor.

3.3.2 Validación del funcionamiento del calorímetro calibrado

La descripción de los resultados y su análisis se estructura de forma análoga a como se indicó en el punto 3.2.3 para la muestra OCM-CM 07.

3.3.2.1 Temperaturas de superficie y flujo de calor en las muestras. Cálculo de su resistencia térmica

La transferencia de calor entre el revestimiento de aluminio de la cavidad del calorímetro y las superficies de la muestra en contacto con el propio revestimiento y con los soportes de aluminio parecía evidente en los experimentos descritos previamente. Este hecho se manifestaba, de forma especialmente visible, en las termografías realizadas durante los experimentos.

En las siguientes figuras se muestran, en primer lugar, las termografías realizadas antes (Figura 3-16 a)) y después de la modificación del soporte de la muestra (Figura 3-16 c)), y en segundo, tras la modificación en la tapa del calorímetro (Figura 3-16 e)). De igual forma, se incluyen los perfiles de temperaturas a lo largo de la línea marcada en las termografías (Figura 3-16 b), d) y f)), y se indican la temperatura máxima y la temperatura media en la zona de medida que se considera apta (valores que acompañan a las flechas de color azul). También se incluyen las temperaturas media de todo el perfil, máxima y

mínima (indicadas en la parte superior de las gráficas). Observar que las temperaturas mínimas van a corresponderse con los cables de los sensores cuando estos son interceptados, y que la temperatura media genérica no es indicativa al abarcar todo el trayecto, incluyendo zonas no útiles para las medidas, es decir zonas con flujo de calor no uniforme y/o perpendicular a la muestra.

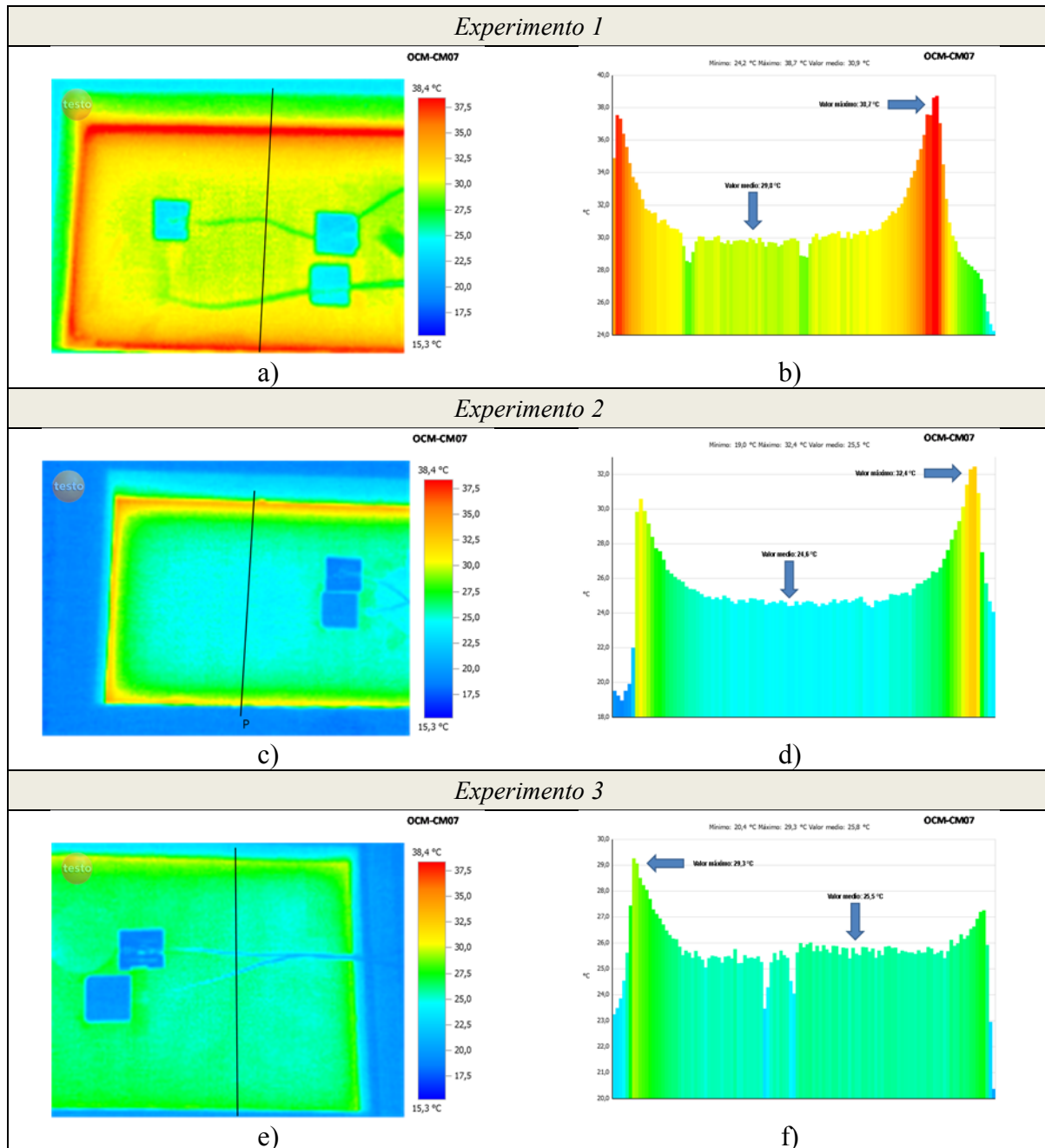


Figura 3-16: Termografías y perfiles de temperatura asociados resultantes de los experimentos sobre la muestra OCM-CM07: a) y b) Experimento 1, c) y d) Experimento 2, e) y f) Experimento 3.

Como puede apreciarse, después de la primera modificación, la uniformidad en la distribución de temperaturas sobre la superficie externa al calorímetro de la muestra mejora levemente, pero aún existe una diferencia de temperaturas entre la mínima y la máxima de en torno a 8° C - 9° C. No se consiguió reducir la diferencia de temperaturas máxima y media de toda la muestra. De esto se concluyó que la mejora era insuficiente, puesto que seguía existiendo el puente térmico.

Con la segunda variación sobre el diseño original, que modificó la tapa, se ha logrado una región más amplia con temperatura uniforme donde medir. A su vez, han bajado las diferencias entre el máximo y el valor medio (3.8°C), fundamentalmente por la reducción del valor máximo, lo cual es indicativo de que se ha roto parcialmente el puente térmico existente, lográndose el objetivo buscado.

A parte de la falta de uniformidad en la distribución de temperatura, se pensó también que el puente térmico era el causante de las diferencias en las medidas de los flujos de calor. Para evaluar esta hipótesis, los sucesivos experimentos se realizaron siempre sobre la muestra OCM-CM07.

El siguiente conjunto de gráficas (Figura 3-17 a), c) y e)) muestra la evolución en el tiempo del flujo de calor que atraviesa la muestra, captado por los sensores de flujo: Hukseflux (canal 205 (*Experimento 1*) o canal 314 (*Experimentos 2 y 3*) y Captec (canal 309), ambos situados sobre la superficie de la muestra externa al calorímetro, y Captec (canal 316 (*Experimento 1*) o canal 317 (*Experimentos 2 y 3*), situado sobre la superficie de la muestra interna al calorímetro. También un zoom de la zona estacionaria (Figura 3-17 b), d) y f)).

Como se puede observar en las gráficas anteriores (Figura 3-17), la concordancia de los sensores de Captec mejora cuando eliminamos el puente térmico (se reduce la diferencia del valor medio de $10\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ a entre 3 y $5\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$), si bien, dada la amplitud de sus oscilaciones (de entre 16 y $33\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$) no mejora su error relativo. Por otro lado, las diferencias entre las medidas del sensor Hukseflux y las de los de Captec se mantienen en unos $25\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$. Por lo tanto, no se pueden ligar las diferencias en las lecturas de los sensores de flujo de diferente fabricante con la existencia de tal puente térmico.

Por otra parte, las fluctuaciones de los sensores de flujo se pueden asociar a distintos aspectos: La medida de micro-voltios puede verse afectada por el acoplo de otras fuentes electromagnéticas del laboratorio (iluminación, equipos,...), la variabilidad ambiental (especialmente en el exterior de la muestra, pero también en el interior).

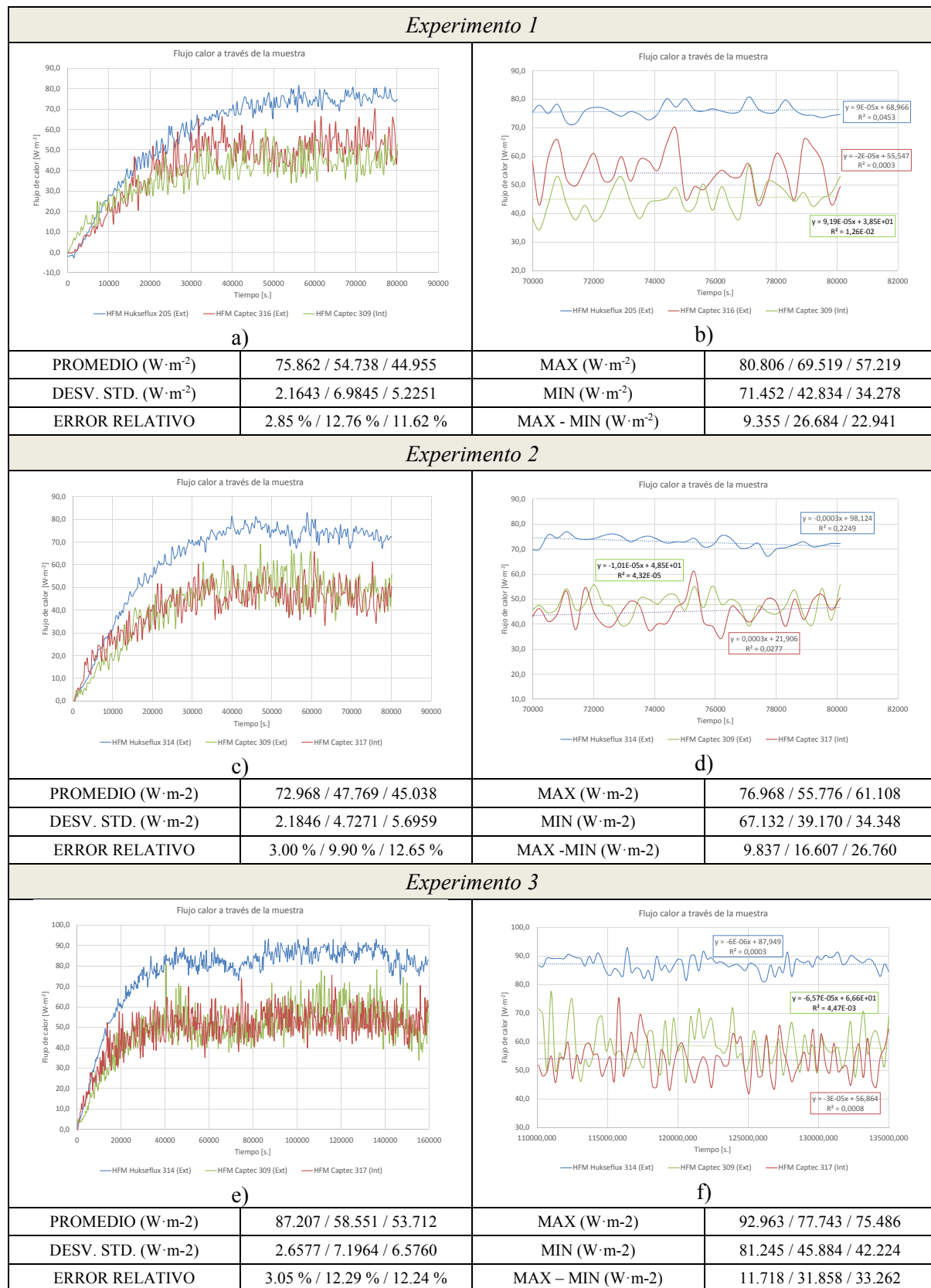


Figura 3-17: Flujo de calor a través de la muestra OCM-CM 07 captado por los distintos sensores de flujo y zoom del intervalo estacionario considerado: a) y b) Experimento 1, c) y d) Experimento 2, e) y f) Experimento 3

A continuación (Figura 3-18) se comparan los resultados de los sensores de temperatura situados sobre la muestra OCM-CM07, en estos tres experimentos. Las curvas muestran las evoluciones temporales de las diferencias de temperatura entre ambas superficies, para los dos tipos de sensores, en todo el intervalo de tiempo (Figura 3-18 izq), y solo en la parte estacionaria (Figura 3-18 dcha).

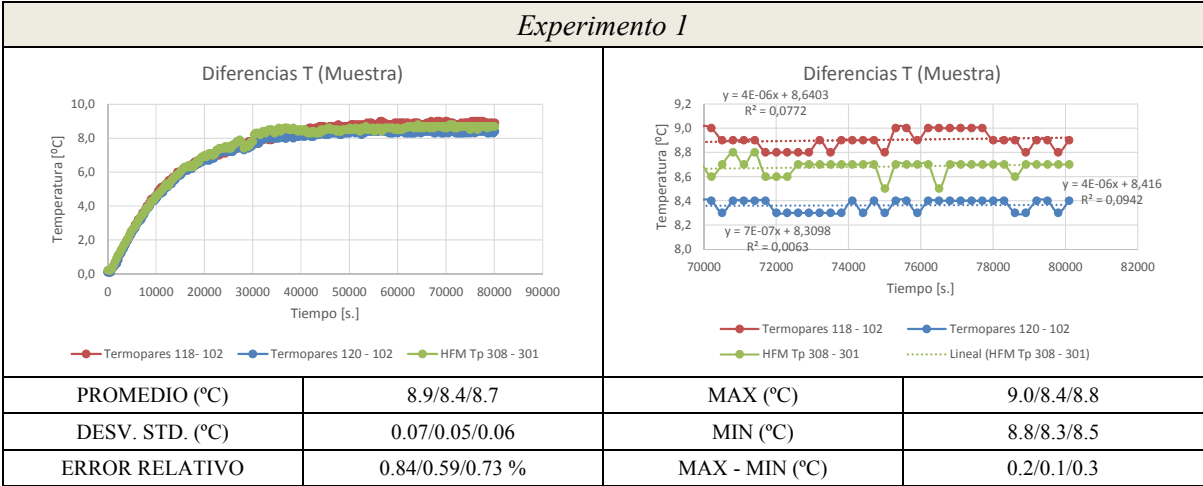


Figura 3-18: Evolución temporal de las temperaturas de superficie de la muestra OCM-CM 07: a) y b) Temperaturas de superficie y sus diferencias, c) y d) Diferencias de temperatura de los distintos sensores y zoom del intervalo considerado estacionario.

Hay que tener en cuenta que en el *Experimento 2*, el termopar del sensor de flujo de calor Captec 308 no realizó lectura alguna al haberse roto la soldadura de uno de sus cables. Es por esto que no aparece en la gráfica asociada (Figura 3-19) y no se ha podido tomar en cuenta en los cálculos.

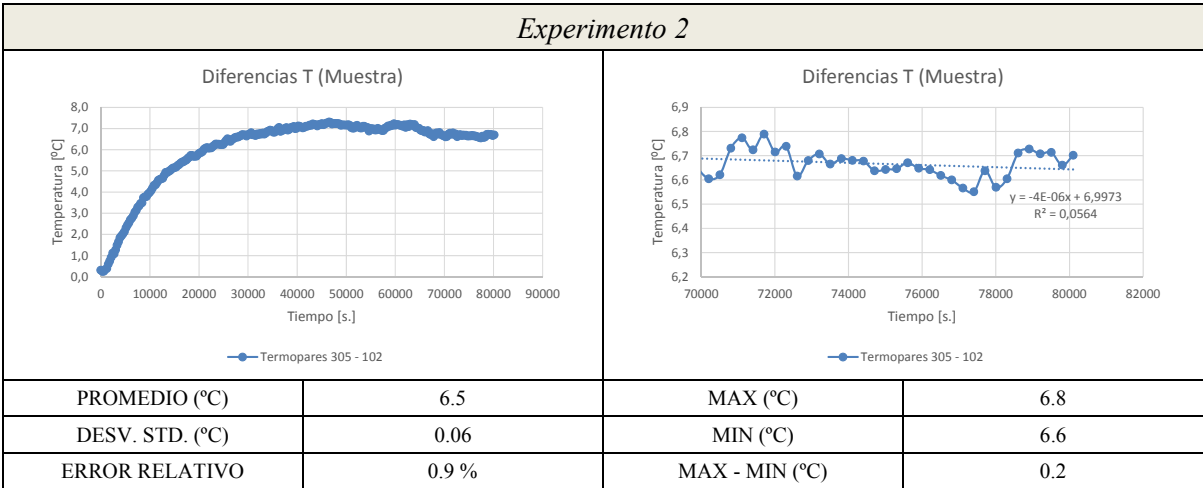


Figura 3-19: Evolución temporal de las temperaturas de superficie de la muestra OCM-CM 07: a) y b) Temperaturas de superficie y sus diferencias, c) y d) Diferencias de temperatura de los distintos sensores y zoom del intervalo considerado estacionario.

Como se puede apreciar en las gráficas correspondientes al *Experimento 3* (Figura 3-20) y sus resultados asociados, existe una discrepancia entre las temperaturas medidas por los termopares convencionales y aquellos incorporados en los sensores de flujo de Captec. Se ha observado que el termopar del sensor de flujo Captec 301 mide por debajo de la temperatura registrada por el otro termopar situado en la misma superficie. Considerando que la temperatura de la superficie interior medida por la otra pareja homóloga de sensores es similar entre ambos tipos de sensores en todos los ensayos, se concluye que existe un

fallo. Al no haberse apreciado a tiempo y haberse realizado el resto de ensayos con dicho sensor, se confirma que existe un fallo sistemático en el funcionamiento del termopar de dicho sensor puesto que sucede siempre. Una vez detectado el error, se realizaron pruebas con dicho sensor y se observó un funcionamiento errático del mismo, sin conseguir determinar con exactitud el motivo (mal aislamiento entre los cables, daños en los contactos, etc.) aunque probablemente debido a una mala reparación del mismo.

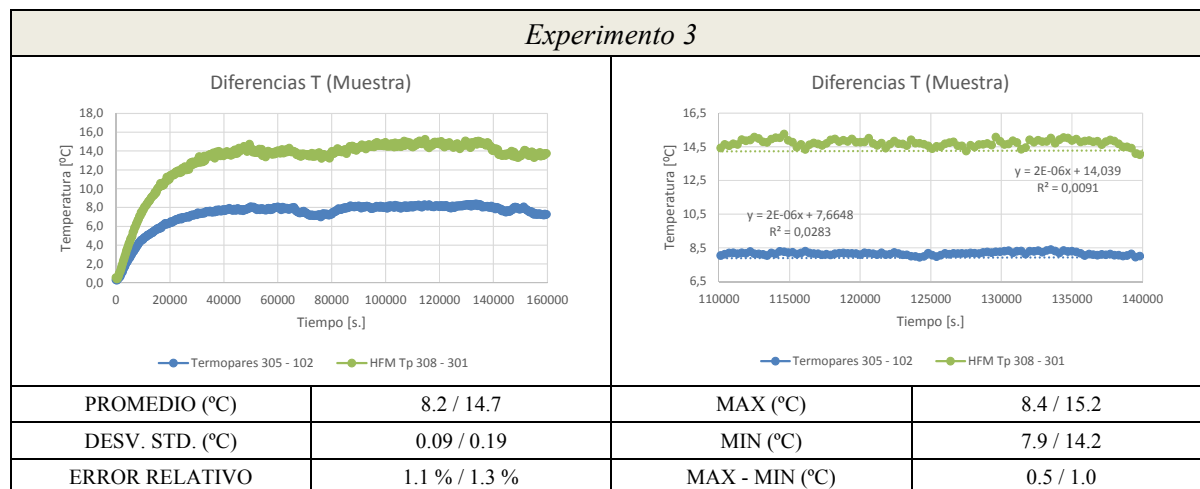


Figura 3-20: Evolución temporal de las temperaturas de superficie de la muestra OCM-CM 07: a) y b) Temperaturas de superficie y sus diferencias, c) y d) Diferencias de temperatura de los distintos sensores y zoom del intervalo considerado estacionario.

Con el objeto de validar el dispositivo experimental construido, así como de discutir el funcionamiento de los sensores utilizados, se muestran las resistencias térmicas de la muestra OCM-CM07 en base a los resultados experimentales obtenidos (Tabla 3-6).

Tabla 3-6: Resultados de la resistencia térmica de la muestra OCM-CM 07 y sus valores de fábrica y calculado.

Experimento 1			
$q \text{ (W} \cdot \text{m}^2\text{)}$	HFM Hukseflux 205	HFM Captec 316	HFM Captec 309
	75.862	54.738	44.955
$T_2 - T_1 \text{ (}^\circ\text{C)}$	Termopares 102-118	Termopares 308-301	Termopares 308-301
	8.9	8.7	8.7
$R_{th} \text{ (K} \cdot \text{m}^2 \cdot \text{W}^{-1}\text{)}$	0.117	0.159	0.194
Experimento 2			
$q \text{ (W} \cdot \text{m}^2\text{)}$	HFM Hukseflux 314	HFM Captec 309	HFM Captec 317
	72.968	45.038	47.769
$T_2 - T_1 \text{ (}^\circ\text{C)}$	Termopares 102-305	Termopares 102-305	Termopares 102-305
	6.5	6.5	6.5
$R_{th} \text{ (K} \cdot \text{m}^2 \cdot \text{W}^{-1}\text{)}$	0.089	0.144	0.136
Experimento 3			
$q \text{ (W} \cdot \text{m}^2\text{)}$	HFM Hukseflux 314	HFM Captec 309	HFM Captec 317
	87.207	53.712	58.551
$T_2 - T_1 \text{ (}^\circ\text{C)}$	Termopares 102-305	Termopares 102-305	Termopares 102-305

	8.2	8.2	8.2
$R_{th} (K \cdot m^2 \cdot W^{-1})$	0.094	0.153	0.140
$(^*)R_{th, \text{fábrica}} (K \cdot m^2 \cdot W^{-1})$	0.200		
$(^{**})R_{th, \text{cálculo}} (K \cdot m^2 \cdot W^{-1})$	0.196		
$(^{***})R_{th, \text{cálculo, 2}} (K \cdot m^2 \cdot W^{-1})$	0.149		

(*): Norma EN 673:2011 [14].

(**): Muestra en posición horizontal y condiciones normalizadas de contorno, normas EN 673:2011 [14] e ISO 6946:2012 [17].

(***): Muestra en posición horizontal y condiciones de contorno del ensayo, normas EN 673:2011 [14] e ISO 6946:2012 [17].

Una vez analizados los resultados obtenidos con la muestra OCM-CM07, se ha dado por válida la modificación del montaje y se ha procedido a ensayar el resto de muestras disponibles: OCM-CM02, OCM-CM04, OCM-CM05, y OCM-CM08. Los resultados fueron análogos a los obtenidos previamente, por lo que no se repiten aquí.

Con posterioridad, se ha procedido a ensayar también las muestras disponibles de módulos fotovoltaicos de silicio amorfo disponibles que se describen a continuación:

3.3.3 Muestras de vidrio laminado fotovoltaico ONYX Solar

Las muestras objeto de este estudio son laminados fotovoltaicos comerciales de doble vidrio y tecnología de célula basada en silicio amorfo (a-Si), fabricados por ONYX Solar. Las tres muestras ensayadas presentan las mismas características constructivas, salvo su grado de transparencia (opaca, 10% y 30%). La información referente a estas muestras se halla contenida en el Anexo 1.

Los ensayos se han realizado sobre las muestras OCM-OS 01, OCM-OS 03 y OCM-OS 05, descritas en dicho anexo. Posteriormente a estos ensayos, y al existir dos copias de cada módulo, una de cada par de ellas ha sido modificada a vidrio con cámara de aire de aislamiento.

Los resultados y el análisis que acompaña a los mismos se exponen a continuación y se estructura del siguiente modo: Para cada muestra, en primer lugar, se muestran la situación real de los sensores, las termografías realizadas y los perfiles de temperatura que se dan sobre la superficie exterior, así como la distribución de temperatura en la región de medida y la isoterma de la temperatura media de la superficie. Se muestran y discuten las variables referidas a la muestra (temperaturas en sus superficies y flujo de calor a su través). Para cada variable, se muestran sus gráficas de evolución temporal de flujo de calor y temperaturas y gradientes de estas medidas. Posteriormente, se calcula la resistencia térmica de las muestras. Dada la similitud en los resultados obtenidos, se discute más en detalle una de las muestras y sólo se incide en particularidades individuales del resto.

Finalmente, se muestra la distribución medida de flujos de calor a través de las paredes del calorímetro, y se describe el balance de energía del sistema para confirmar la coherencia de las medidas obtenidas.

3.3.4 Resultados de medida de vidrios laminados fotovoltaicos

3.3.4.1 Temperaturas de superficie y flujo de calor en las muestras. Cálculo de su resistencia térmica

En primer lugar, se muestra la disposición de los sensores sobre la muestra OCM-OS3:

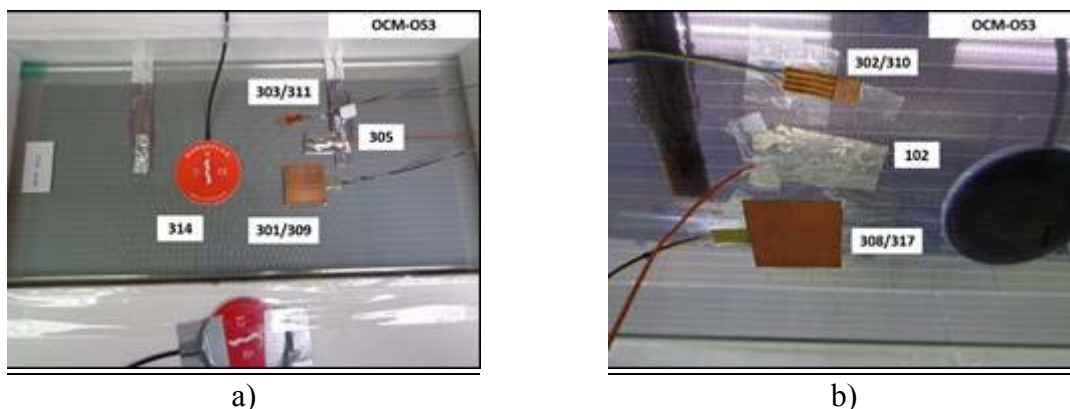


Figura 3-21. Distribución de los sensores sobre la muestra OCM-OS3 a) cara externa y b) cara interna.

Se han procurado situar estos en la zona central de la muestra, estando únicamente limitados por la longitud de los cables en alguno de los casos. También se aprecia el marco de EPS que encierra el borde de la muestra por la parte superior y el sensor de flujo que monitoriza las pérdidas de la tapa.

Para mostrar una idea del trabajo realizado, se van a mostrar los resultados obtenidos para el módulo fotovoltaico OCM-OS3. El procedimiento se repitió en el resto de las muestras, con resultados análogos. En la Figura 3-22 se muestran las termografías realizadas a la cara externa de las muestras y los perfiles de temperatura a lo largo de una línea.

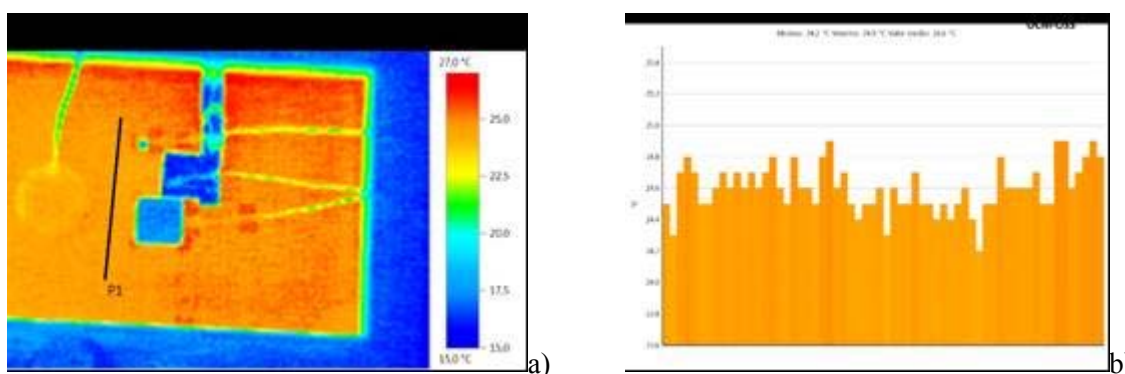


Figura 3-22 : Termografía a), y perfil de temperaturas b) de la muestra OCM-OS3.

Las termografías realizadas, en general, muestran unas distribuciones de temperatura de la superficie exterior bastante homogéneas (con variaciones de temperatura de 0.9 °C a 1.2 °C). Por lo tanto, casi no existen fugas de calor por el borde de la muestra y el flujo de calor que la atraviesa es casi uniforme.

Los valores de los flujos de calor a través de las muestras y gradientes de temperatura entre superficies se presentan a continuación.

En los gráficos (Figura 3-23) se presentan los datos referidos al flujo de calor que atraviesa la muestra en los distintos ensayos. Respecto de los sensores de flujo de calor, en este ensayo hay dos sensores que marcan la diferencia, el sensor de la marca Hukseflux (canal 206) y uno de los sensores de Captec (canal 311) que se ha incorporado en estos ensayos (valores superiores en $27 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ y $36 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$). En principio, estas sobrestimaciones ya se habían identificado en anteriores ensayos, motivadas por un fenómeno de deflexión de las líneas de flujo debida al espesor del sensor de Hukseflux en su caso, y al efecto de bordes más notable en sensores de menor área y ambiente más frío en el de los Captec. En

los cálculos de resistencia térmica, se va a descartar el flujo que mide el sensor de Hukseflux, y se va a tomar con reservas el del sensor de Captec citado.

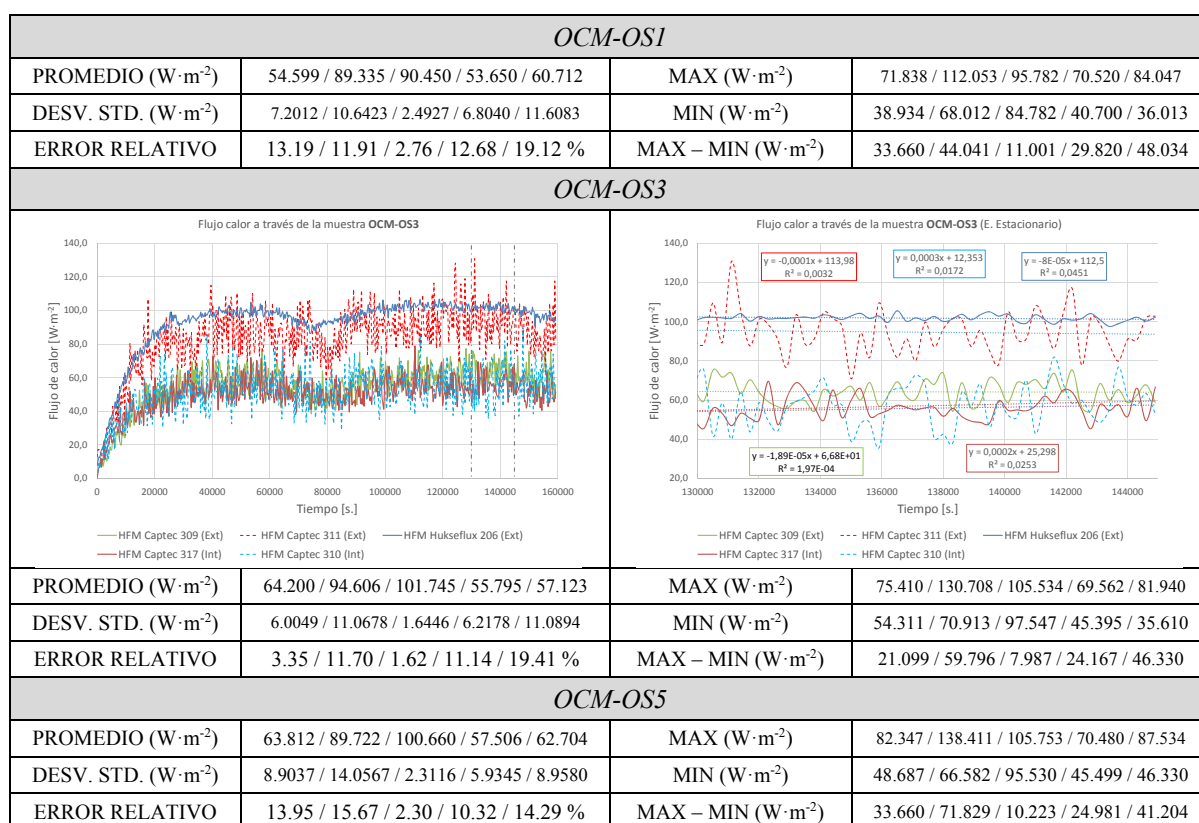


Figura 3-23 : Resultados de la medida del flujo de calor de la muestra OCM-OS1 a) y b), de la muestra OCM-OS3 c) y d), de la muestra OCM-OS5 e) y f)

En la Figura 3-24 se presentan los datos referidos a las diferencias de temperaturas de superficie medidas por cada uno de los sensores que se han situado sobre la muestra.

En cuanto a los sensores de temperatura, se observa que el termopar del sensor de flujo de Captec (canal 301) falla en su medida, por lo tanto se va a descartar en los cálculos de resistencia térmica. Los termopares convencionales dan también valores de temperatura media en el estacionario que conducen a un gradiente de temperatura incompatible con el sentido del flujo de calor (no se considera un error en el conexionado). Como alternativa para evitar estos problemas en el futuro, se propone la utilización de otro tipo de sensores de temperatura más estables quizá pudiera solucionar este problema. Por este motivo, tampoco serán considerados para el cálculo.

Se observa también la mayor variabilidad de las temperaturas en su evolución temporal. Esta evolución concuerda con la de la temperatura en la habitación donde se encuentra el calorímetro. Aquella, durante el verano, se mostró como muy estable, con variaciones no superiores a 1.5 °C. Sin embargo, en el momento de los ensayos, mes de Noviembre, tiene una variabilidad mucho mayor (de hasta 5 °C) que se reflejan en estas evoluciones temporales.

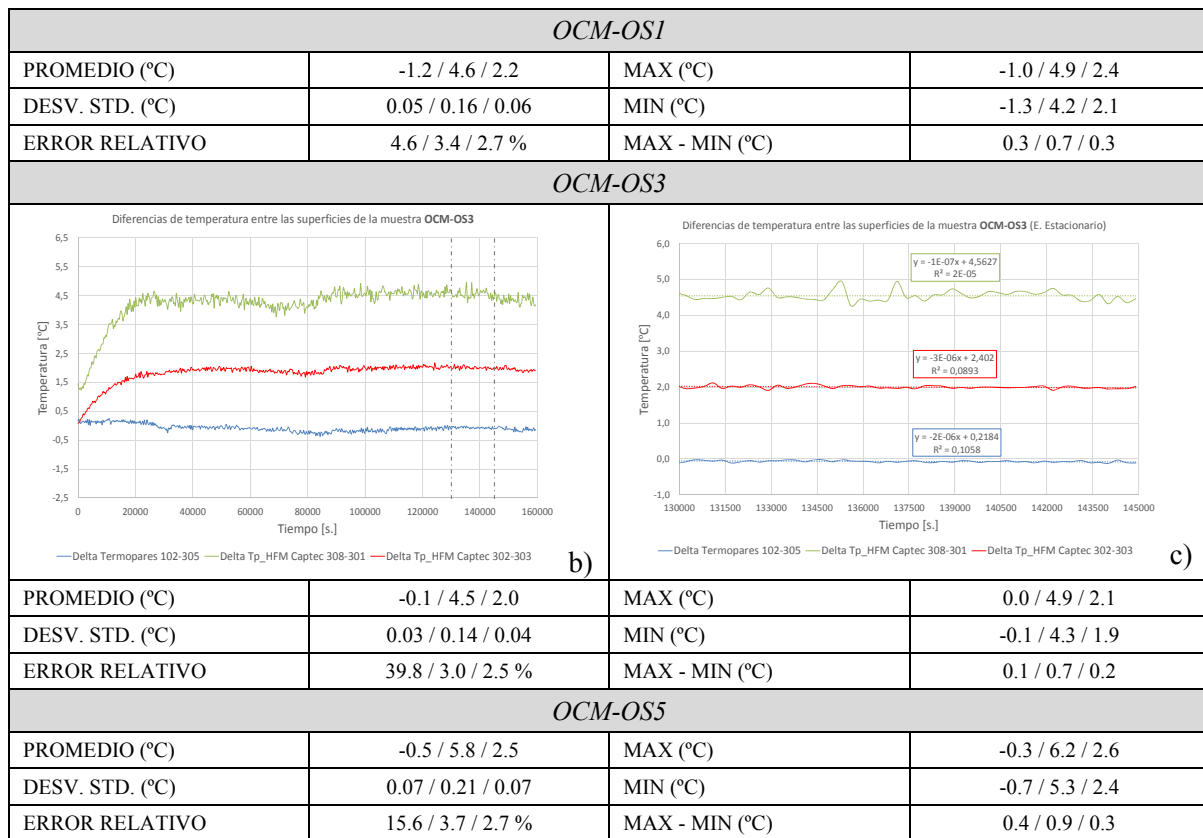


Figura 3-24: Resultados de las medidas de las temperaturas superficiales a) y del gradiente de temperaturas de superficie b) y c) de la muestra OCM-OS3.

Los valores considerados para el cálculo de la resistencia térmica, así como los resultados, se resumen en las siguientes tablas (Tabla 3-7, Tabla 3-8 y Tabla 3-9), y se rotulan en rojo:

Tabla 3-7. Resultados de la resistencia térmica de la muestra OCM-OS1 y su valor de fábrica.

Resistencia Térmica R_{th} del OCM-OS1					
q ($W \cdot m^2$)	HFM Hukseflux 206	HFM Captec 309	HFM Captec 317	HFM Captec 311 (HS)	HFM Captec 310 (HS)
	90.450	54.599	57.506	89.335	62.704
$T_2 - T_1$ (°C)	Termopares 102-305	Termopares 308-301		Termopares 302-303	
	-1.2	4.6		2.2	
R_{th} ($K \cdot m^2 \cdot W^{-1}$)	0.013	0.040	0.038	0.025	0.035
$(^*)R_{th, fábrica}$ ($K \cdot m^2 \cdot W^{-1}$)	0.005				
$(^{**})R_{th, cálculo}$ ($K \cdot m^2 \cdot W^{-1}$)	0.01				

Tabla 3-8. Resultados de la resistencia térmica de la muestra OCM-OS3 y su valor de fábrica.

Resistencia Térmica R_{th} del OCM-OS3					
q ($W \cdot m^2$)	HFM Hukseflux 206	HFM Captec 309	HFM Captec 317	HFM Captec 311 (HS)	HFM Captec 310 (HS)
	101.745	64.200	55.795	94.606	57.123
$T_2 - T_1$ (°C)	Termopares 102-305	Termopares 308-301		Termopares 302-303	
	-0.1	4.5		2.0	
R_{th} ($K \cdot m^2 \cdot W^{-1}$)	0.001	0.031	0.036	0.021	0.035
$(^*)R_{th, fábrica}$ ($K \cdot m^2 \cdot W^{-1}$)	0.005				
$(^{**})R_{th, cálculo}$ ($K \cdot m^2 \cdot W^{-1}$)	0.01				

Tabla 3-9. Resultados de la resistencia térmica de la muestra OCM-OS5 y su valor de fábrica.

<i>Resistencia Térmica R_{th} del OCM-OS5</i>					
$q (W \cdot m^2)$	HFM Hukseflux 206	HFM Captec 309	HFM Captec 317	HFM Captec 311 (HS)	HFM Captec 310 (HS)
	100.660	63.812	57.506	89.722	62.704
$T_2 - T_1 (^\circ C)$	Termopares 102-305	Termopares 308-301		Termopares 302-303	
	-0.5	5.8		2.5	
$R_{th} (K \cdot m^2 \cdot W^{-1})$	0.005	0.039	0.044	0.028	0.040
$(^*)R_{th, \text{fábrica}} (K \cdot m^2 \cdot W^{-1})$	0.005				
$(^{**})R_{th, \text{cálculo}} (K \cdot m^2 \cdot W^{-1})$	0.01				

(*): Norma EN 673:2011 [14].

(**): Muestra en posición horizontal y condiciones normalizadas de contorno, normas EN 673:2011 [14] e ISO 6946:2012 [17].

Tal y como se deriva de los resultados (Tabla 3-7, Tabla 3-8 y Tabla 3-9) , los valores obtenidos para la resistencia térmica tienen un orden de magnitud de diferencia con el indicado por los fabricantes de los laminados fotovoltaicos.

A la vista de los resultados y de los datos, se concluye que, en estos casos, la presencia de los sensores de flujo, sean el de Hukseflux o los de Captec, suponen una perturbación del flujo de calor a través de la muestra puesto que las resistencias térmicas de las muestras ($0.01 K \cdot m^2 \cdot W^{-1}$) y las de los sensores (aproximadamente de $0.006 K \cdot m^2 \cdot W^{-1}$) son comparables lo que supone que el flujo que las atraviesa vea una resistencia térmica compuesta muy superior [6]. Esto inhabilita las medidas de flujo que puedan realizarse con estos sensores sobre este tipo de muestras.

Por otro lado, la medida de las temperaturas superficiales con los termopares convencionales no es adecuada en estos casos. Es posible que la pasta térmica para un contacto termopar/superficie libre de burbujas de aire aumente la resistencia térmica. Esto no sería aplicable a los termopares de los sensores Captec, puesto que aquellos no llevan pasta térmica y tienen una mejor factura.

Se concluye, en consecuencia, que el dispositivo, en esta configuración, no es apto para la medida del flujo de calor a través de muestras de laminado fotovoltaico de ONYX Solar ni de las temperaturas de superficie correspondientes.

3.3.4.2 Resistencia calefactora: flujos de calor y balance de energía

En este último apartado, se consideran las evoluciones temporales de los flujos de calor salientes de la resistencia calefactora, y se evalúa el mismo durante el régimen estacionario. La situación y dispositivos de medida son los descritos previamente. Además, se consideran las evoluciones con el tiempo de los flujos de calor salientes a través de cada una de las cinco paredes del calorímetro distintas a la que soporta la muestra.

En la Tabla 3-10 se recogen los resultados estacionarios obtenidos en el caso de la muestra OCM-OS3.

Tabla 3-10 : Resultados experimentales de los flujos de calor a través de la resistencia calefactora y las paredes del calorímetro en el experimento con la muestra OCM-OS3.

<i>Flujo de calor (Placa calefactora – Lado exterior)</i>			
PROMEDIO ($W \cdot m^{-2}$)	6.543	MAX ($W \cdot m^{-2}$)	6.574
DESV. STD. ($W \cdot m^{-2}$)	0.0117	MIN ($W \cdot m^{-2}$)	6.519
ERROR RELATIVO	0.18%	MAX - MIN ($W \cdot m^{-2}$)	0.055
<i>Flujo de calor (Placa calefactora – Lado interior)</i>			
PROMEDIO ($W \cdot m^{-2}$)	35.236	MAX ($W \cdot m^{-2}$)	51.006
DESV. STD. ($W \cdot m^{-2}$)	4.7145	MIN ($W \cdot m^{-2}$)	28.733
ERROR RELATIVO	13.38 %	MAX - MIN ($W \cdot m^{-2}$)	22.273
<i>Flujo de calor (Lateral trasero)</i>			
PROMEDIO ($W \cdot m^{-2}$)	4.143	MAX ($W \cdot m^{-2}$)	6.321
DESV. STD. ($W \cdot m^{-2}$)	0.6642	MIN ($W \cdot m^{-2}$)	2.724
ERROR RELATIVO	16.03 %	MAX - MIN ($W \cdot m^{-2}$)	3.597
<i>Flujo de calor (Lateral izquierdo)</i>			
PROMEDIO ($W \cdot m^{-2}$)	4.128	MAX ($W \cdot m^{-2}$)	4.719
DESV. STD. ($W \cdot m^{-2}$)	0.2865	MIN ($W \cdot m^{-2}$)	3.477
ERROR RELATIVO	6.94 %	MAX - MIN ($W \cdot m^{-2}$)	1.242
<i>Flujo de calor (Lateral delantero)</i>			
PROMEDIO ($W \cdot m^{-2}$)	3.296	MAX ($W \cdot m^{-2}$)	3.978
DESV. STD. ($W \cdot m^{-2}$)	0.2384	MIN ($W \cdot m^{-2}$)	2.831
ERROR RELATIVO	7.23 %	MAX - MIN ($W \cdot m^{-2}$)	1.147
<i>Flujo de calor (Lateral derecho)</i>			
PROMEDIO ($W \cdot m^{-2}$)	4.070	MAX ($W \cdot m^{-2}$)	5.194
DESV. STD. ($W \cdot m^{-2}$)	0.3600	MIN ($W \cdot m^{-2}$)	3.331
ERROR RELATIVO	8.84 %	MAX - MIN ($W \cdot m^{-2}$)	1.863
<i>Flujo de calor (Parte de abajo)</i>			
PROMEDIO ($W \cdot m^{-2}$)	5.012	MAX ($W \cdot m^{-2}$)	6.037
DESV. STD. ($W \cdot m^{-2}$)	0.3718	MIN ($W \cdot m^{-2}$)	4.422
ERROR RELATIVO	7.42 %	MAX - MIN ($W \cdot m^{-2}$)	1.615
<i>Flujo de calor (Parte de arriba / No muestra)</i>			
PROMEDIO ($W \cdot m^{-2}$)	5.517	MAX ($W \cdot m^{-2}$)	7.424
DESV. STD. ($W \cdot m^{-2}$)	0.4791	MIN ($W \cdot m^{-2}$)	4.822
ERROR RELATIVO	8.38 %	MAX - MIN ($W \cdot m^{-2}$)	2.601

Por otra parte, se llevó a cabo, también, un ensayo en el que se trató de determinar la distribución de flujo en las paredes del calorímetro tomando los datos de flujo de calor en 9 puntos distribuidos uniformemente en las paredes. Los resultados se recogen en la siguiente Tabla 3-11.

Tabla 3-11. Distribución del flujo de calor sobre las paredes del calorímetro.

<i>Flujo de calor (Lateral trasero)</i>		
1.508 ± 0.111 (36 %)	3.987 ± 0.549 (96 %)	2.602 ± 0.418 (63 %)
4.713 ± 0.837 (114 %)	4,143 ± 0.664 (100 %)	4.767 ± 0.490 (115 %)
4.300 ± 0.719 (104 %)	7.805 ± 0.327 (188 %)	5.543 ± 1.260 (134 %)
<i>Flujo de calor (Lateral izquierdo)</i>		
1.665 ± 0.073 (40 %)	3.542 ± 0.142 (86 %)	2.204 ± 0.174 (53 %)
4.931 ± 0.735 (119 %)	4.128 ± 0.287 (100 %)	4.420 ± 0.466 (107 %)
7.043 ± 1.185 (171 %)	7.673 ± 1.318 (186 %)	6.611 ± 1.388 (160 %)
<i>Flujo de calor (Lateral delantero)</i>		
1.454 ± 0.074 (44 %)	3.359 ± 0.123 (102 %)	1.876 ± 0.164 (57 %)
4.246 ± 0.523 (129 %)	3.296 ± 0.238 (100 %)	4.075 ± 0.551 (124 %)
6.332 ± 1.425 (192 %)	6.570 ± 1.129 (199 %)	3.862 ± 0.695 (117 %)
<i>Flujo de calor (Lateral derecho)</i>		
1.344 ± 0.572 (33 %)	4.656 ± 0.583 (114 %)	3.865 ± 0.434 (95 %)
5.184 ± 0.699 (127 %)	4.070 ± 0.360 (100 %)	3.890 ± 0.304 (96 %)
6.688 ± 0.902 (164 %)	5.309 ± 0.871 (130 %)	3.738 ± 0.570 (92 %)
<i>Flujo de calor (Parte de abajo)</i>		
1.947 ± 0.100 (50 %)	4.710 ± 0.408 (121 %)	3.751 ± 0.357 (96 %)
3.670 ± 0.283 (94 %)	5.012 ± 0.372 (100 %)	4.915 ± 0.317 (126 %)
2.698 ± 0.280 (69 %)	5.083 ± 0.437 (130 %)	5.245 ± 0.783 (134 %)
<i>Flujo de calor (Parte de arriba / No muestra)</i>		
4.494 ± 0.902 (81 %)	5.517 ± 0.479 (100 %)	4.680 ± 0.748 (85 %)
3.181 ± 0.427 (58 %)		4701 ± 0.641 (85 %)
4.680 ± 0.540 (85 %)	5.889 ± 0.508 (107 %)	3.922 ± 0.525 (71 %)

El objeto de la medida de estos flujos, junto con este segundo ensayo de calibración del calorímetro, es comprobar que se cumple el balance energético del sistema y examinar la distribución de calor en el sistema. Se considera que la resistencia calefactora está disipando 21 W sobre una superficie total de 0.32 m². Este calor se distribuye hacia la placa de aluminio de 4 mm de espesor que tiene encima, y hacia la inferior (también de 4 mm) en contacto con la caja de aluminio que define la cavidad interior del calorímetro.

Para calcular el balance energético, se considera que el aluminio es un buen conductor térmico [16], de forma que el calor se distribuye sobre la caja de aluminio. Se hace uso de los flujos de calor medidos descritos más arriba (Tabla 3-10). Cada uno de ellos se supone distribuido, conforme los valores obtenidos en el ensayo de calibración (Tabla 3-11), sobre la superficie correspondiente. Con el objeto de trasponer los valores medidos a las superficies del revestimiento de aluminio, se consideran dos factores de proporcionalidad. Para los flujos de las paredes laterales de la caja de aluminio hacia el EPS que las envuelve, se compara el valor del flujo de calor medido sobre el fondo de la caja de aluminio con el medido sobre la superficie externa de EPS del fondo del calorímetro. Existe en torno a un 20 a 35 % de diferencia entre estos valores debido a pérdidas por las juntas y superficies del EPS. Esto define el primer factor corrector *FI*. Para los flujos de las paredes laterales de la caja hacia la cavidad del calorímetro, se compara el valor medido

de flujo de calor desde la superficie de aluminio que cubre la resistencia calefactora con la obtenida del fondo de la caja de aluminio hacia el EPS nuevamente. Esto define el segundo factor corrector $F2$.

El primer cálculo se realiza suponiendo una distribución homogénea de flujo de calor sobre las paredes laterales y el fondo. Por lo tanto, se tiene el siguiente balance:

Calor resistencia calefactora = Calor superficie interna caja Al + Calor superficie externa caja Al

Las áreas con las que se cuenta son las siguientes:

Área externa de la caja metálica:

Fondo: $607 \times 307 \text{ mm}^2 = 0.186 \text{ m}^2$

Lateral: $2x (607 \times 253 \text{ (Izq/Dch)} + 307 \times 253 \text{ (Del/Tras)}) \text{ mm}^2 = 2x (0.154 \text{ (Izq/Dch)} + 0.078 \text{ (Del/Tras)}) \text{ m}^2$

Área interna de la caja metálica:

Fondo: $603 \times 303 \text{ mm}^2 = 0.183 \text{ m}^2$

Lateral: $2x (603 \times 251 \text{ (Izq/Dch)} + 303 \times 251 \text{ (Del/Tras)}) \text{ mm}^2 = 2x (0.151 \text{ (Izq/Dch)} + 0.076 \text{ (Del/Tras)}) \text{ m}^2$

Para ilustrar el cálculo, considérese la muestra OCM-OS3, por ejemplo. Sus flujos de calor y factores de corrección $F1$ y $F2$ son los siguientes (Tabla 3-12):

Tabla 3-12. Flujos de calor medidos experimentalmente en las diferentes caras del calorímetro.

Flujo de calor (Placa calefactora – Lado exterior)	6.543 ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$)
Flujo de calor (Placa calefactora – Lado interior)	35.233 ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$)
Flujo de calor (Lateral trasero)	4.143 ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$)
Flujo de calor (Lateral izquierdo)	4.128 ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$)
Flujo de calor (Lateral delantero)	3.296 ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$)
Flujo de calor (Lateral derecho)	4.070 ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$)
Flujo de calor (Parte de abajo)	5.012 ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$)
Factor de corrección $F1$	1.31 ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$)
Factor de corrección $F2$	5.39 ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$)

$$Q_{\text{Res.Cal.}} = [0.186 \cdot 6.543 + 0.154 \cdot 1.31 \cdot (4.070 + 4.128) + 0.078 \cdot 1.31 \cdot (3.296 + 4.143)] \\ + [0.183 \cdot 35.233 + 0.151 \cdot 5.39 \cdot (4.070 + 4.128) + 0.076 \cdot 5.39 \cdot (3.296 + 4.143)] = 19.8 \text{ W.}$$

A continuación, se realiza la misma operación suponiendo, en este caso, dichas paredes y fondo divididas en nueve sectores a cada uno de los cuales se les asigna el valor medido en el ensayo de calibración (Tabla 29) y se hace el mismo cálculo.

$$Q_{\text{Res.Cal.}} = [0.0207 \cdot 35.923 + 0.0171 \cdot 1.31 \cdot (42.217 + 38.744) + 0.0087 \cdot 1.31 \\ \cdot (35.070 + 39.378)] \\ + [0.183 \cdot 35.233 + 0.0167 \cdot 5.39 \cdot (42.217 + 38.744) + 0.0084 \cdot 5.39 \\ \cdot (35.070 + 39.378)] = 20.5 \text{ W.}$$

Como puede observarse, el valor se aproxima más a los 21 W puestos en juego. El 0.5 W restante puede deberse a las pérdidas.

En resumen, el balance de energía se cumple dentro de los márgenes que nos dan las aproximaciones requeridas por la metodología de medida seguida.

De la validación y la campaña de medida realizada con los vidrios laminados fotovoltaicos, se extrajeron las siguientes conclusiones y recomendaciones:

- ❖ El cambio en el tipo de operación de los sensores de temperatura (de absoluta a diferencial) y la eliminación de la lámina de cobre podría mejorar las medidas.
- ❖ Por otro lado, las medidas de los sensores de flujo en este tipo de laminados no son válidas.
- ❖ Se ha observado un funcionamiento erróneo en alguno de los sensores presentes en el calorímetro que se deberán sustituir en la próxima campaña de medidas.
- ❖ Como consecuencia de todo lo anterior, los resultados de resistencia térmica de las distintas muestras analizadas no son válidos. Se propone realizar una campaña en la que se introduzcan vidrios conocidos con cámara de aire y módulos montados con igual estructura.
- ❖ El balance energético del sistema ha mejorado al considerarse explícitamente una distribución de flujo sobre las paredes externas del calorímetro.

Finalmente, en base a los resultados obtenidos se propuso realizar una transición al modelo de calorímetro adiabático.

3.4 Descripción del calorímetro adiabático

3.4.1 Limitaciones del calorímetro calibrado previo

El calorímetro calibrado descrito presenta las siguientes limitaciones y errores para la medida de la resistencia térmica de las muestras:

- ❖ La calibración del calorímetro no es sencilla con los medios disponibles.
- ❖ El tamaño de las muestras, hasta el momento, se adaptaba al dispositivo. La pretensión de medir módulos de mayor tamaño desaconseja el uso del equipo, puesto que, aun aislando éstos con EPS, existirían pérdidas de calor transversales no controlables. Es decir, el flujo de calor no sólo atravesará la muestra, sino que podrá circular lateralmente calentando la muestra. Ese calor no se puede evaluar para restarlo del balance térmico.
- ❖ Los sensores de flujo de calor disponibles no son aptos para la medida del flujo que atraviesa un módulo fotovoltaico por tener resistencias térmicas similares, lo que hace que el sensor distorsione la medida casi un 100%. Es por esto que el cómputo preciso del calor dispuesto en la cámara del calorímetro sea fundamental.
- ❖ También se ha observado que los termopares dispuestos sobre las muestras de vidrio laminado fotovoltaico realizan medidas erróneas, dando incluso valores que indican que la temperatura en la cara de la muestra interior al calorímetro es inferior a la exterior. Estos sensores y su montaje no son válidos para estas muestras en esta forma.

- ❖ Se ha demostrado una clara afección por parte de las condiciones ambiente dentro de la cámara del calorímetro. No sólo se afecta al intercambio de calor a través de la muestra, sino también al realizado a través de las paredes. Este fenómeno se da especialmente en los meses más fríos por existir una mayor variación de temperatura diaria en la habitación (hasta de 5-6 °C).

3.4.2 Soluciones que pretende aportar el calorímetro adiabático

El calorímetro adiabático que se describe a continuación pretende dar soluciones en, al menos, alguno de los problemas expuestos anteriormente. Para ello:

- ❖ Se ha llevado a cabo un montaje de tipo calorímetro adiabático con una cámara intermedia de aire que servirá de aislamiento y separación del ambiente exterior en cinco de sus lados, Figura 3-25. Esta lleva una disposición de resistencias eléctricas de Tyco Electronics [18] con objeto de mantener una temperatura, idealmente, idéntica a la de la cámara del calorímetro, de forma que no se genere gradiente de temperatura que posibilite la fuga de calor por lados diferentes a la muestra.
- ❖ Aunque el módulo en ensayo deberá llevar, igualmente un completo aislamiento de todas aquellas zonas que no sean la expuesta al ensayo, esta cámara de aire servirá también para elevar su temperatura, en un marco alrededor de la región de medida, hasta una similar a la de esa zona, generando un anillo de aislamiento, y por tanto, evitando pérdidas a su través, tal como indican las normas de medida mediante la técnica de placa caliente.
- ❖ Ello pretende mejorar el cómputo de calor que atraviesa la muestra a la vez que uniformiza el flujo de calor a través de la zona de medida sobre la muestra.

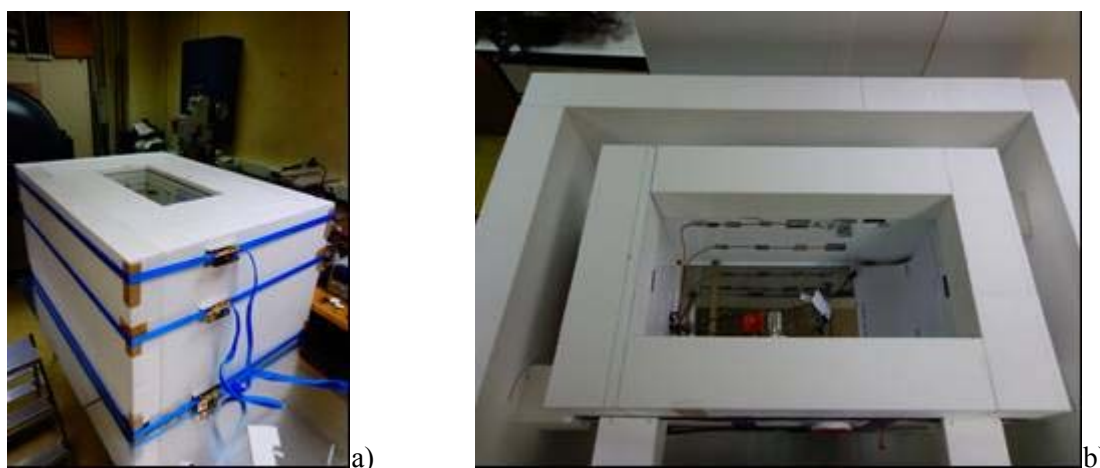


Figura 3-25 : Vistas del calorímetro y de la cámara de aislamiento.

- ❖ El control sobre lo que pase en dicha cámara intermedia se realiza mediante la monitorización del flujo de calor que pudiera existir entre las dos cámaras. Para ello, se han situado sensores de flujo de Hukseflux [6] en todas las paredes. Idealmente, estos sensores de flujo deberían indicar cero significando que no hay intercambio entre las dos cámaras. También se han dispuesto termopares en todas las zonas intersticiales para medir la temperatura del aire en la cámara de aislamiento y dentro de la cámara calorimétrica. Finalmente, cuando esta cámara ejerza también de anillo de aislamiento, se situarán termopares en la superficie inferior del módulo para verificar que, en un caso perfecto, su temperatura en el anillo y en la zona de medida es la misma.

- ❖ Se han situado en dos de las caras los sensores de flujo en una configuración diferente. En un caso se le ha aislado levemente permitiendo sólo a circulación de aire en sentido perpendicular al de la circulación ascendente de la convección, y en otro caso, se han superpuesto dos sensores de flujo con el objeto de ver cuál es la afección de estos por el ambiente circundante y, de ser importante, ver si es el motivo por el cual sus medidas son tan oscilantes.
- ❖ Los sensores de temperatura usados sobre la muestra han sido sustituidos por otros más finos y sin estar soldados sobre una plaquita de cobre. La idea es que una menor inercia térmica les haga reaccionar más rápido y de forma más precisa al ser, también, un ambiente controlado. Se han aislado levemente, con el objeto de que puedan medir con menor influencia del ambiente circundante. Por otro lado, se han duplicado, puesto que su montaje deberá ser doble también, en modo de medida de temperatura de superficie y también en modo de medida de diferencia de temperaturas entre superficies. Se sugiere adicionalmente, realizar los montajes usando un centro frío como referencia en lugar del propio del data logger [9][10], puesto que se estima poco adecuado en los casos en los que se están tratando de medir diferencias de temperatura pequeñas como, se cree, es el caso de los vidrios laminados.
- ❖ Para calibrar adecuadamente el calorímetro, se proponen unas pruebas mediante las cuales, usando como muestras elementos de resistencias térmicas conocidas y, a ser posible parecidas a las de las muestras disponibles, se puedan determinar los flujos de calor puestos en juego entre los distintos elementos del calorímetro.

3.4.3 Conclusiones

- El calorímetro adiabático conforme a las normas [19][20], en su pre-montaje actual, es decir, sin disponibilidad operativa de elementos calefactores para la cámara intermedia de aislamiento, ha sido testado usando como muestra el vidrio con cámara de aire de 16 mm (OCM-CM07). Se han conectado, principalmente, los sensores que miden las temperaturas y los flujos de calor en la cámara del calorímetro y en la muestra.
- Se ha realizado un montaje parcial del sistema con el objeto de estimar si la nueva configuración constructiva del calorímetro mejora su capacidad de aislamiento. A la vez, la prueba llevada a cabo también ha servido, parcialmente, para ensayar los termopares que se han sustituido.
- Se ha alcanzado el estacionario en el sistema, y se ha observado que existe una mejora de en torno a $2.0 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ de reducción en las pérdidas a través de las paredes exteriores del montaje. A la vez, se observa una mayor igualdad entre los flujos medidos sobre la muestra. También se ha medido el flujo saliente de la placa calefactora, quedando pendiente por dar una interpretación definitiva a los resultados.
- Se ha encontrado una mayor coherencia entre los valores de temperatura de superficie de la muestra medida con los nuevos termopares. Queda pendiente evaluar la configuración diferencial y el uso de un centro frío, que no se incluyeron en este pre-ensayo.
- Se propone realizar un proceso de medias móviles con el objetivo de reducir las oscilaciones obtenidas en las medidas de flujo de calor a través de la muestra, y extraer el comportamiento efectivo de esta.

- Los valores de resistencia térmica obtenidos para esta muestra son adecuados para las condiciones estimadas (entre 0.140 y 0.193 frente a un valor estimado de cálculo de entre 0.149 y 0.193).
- No se ha podido realizar un balance de energía al no tener las medidas necesarias. Se tomará en consideración el aplicar un número superior de sensores de flujo en la caja de aluminio que ejerce de revestimiento de la cavidad del calorímetro.
- Se aprecia una mejora en el sistema de medida que se espera sea completa al finalizar el montaje definitivo.

3.5 Referencias del Anexo III

- [1] Convocatoria de programas de I+D en tecnología 2013: “Proyecto OMEGA-CM: Medidas de calidad y no intrusivas para la evaluación y optimización energética de edificios existentes con elementos constructivos avanzados” Ref. S2013/MAE-2835 <http://projects.ciemat.es/web/omega-cm/>
- [2] Hasipor EPS catálogo, http://www.cir62.com/web/attachment.php?id_attachment=208
- [3] IRCAGrup placa calefactora
- [4] Xantrex XHR 150-7 (150V – 7A) DC power supply, <http://www.programmablepower.com/dc-power-supply/XHR/Overview.htm>
- [5] Cable termopar Tipo-T, http://es.omega.com/pptst/GG_T_TC_WIRE.html#description
- [6] Hukseflux HFM, <http://www.hukseflux.com/product/hfp01>
- [7] Captec Enterprise HFM, <http://www.captec.fr/>
- [8] Autodesk Inventor Professional 2016
- [9] Agilent 20-Channel Multiplexer, <http://www.keysight.com/en/pd-100000083%3Aeapsg%3Apro-pn-34901A/20-channel-multiplexer-2-4-wire-module-for-34970a-34972a?nid=-33232.536880681&cc=ES&lc=eng>
- [10] Agilent Datalogger, <http://www.keysight.com/en/pd-1000001313%3Aeapsg%3Apro-pn-34970A/data-acquisition-data-logger-switch-unit?cc=ES&lc=eng>
- [11] Testo 880 cámara termográfica, https://www.testo.es/es/home/productos/camaras_termograficas/productos_7/gama_testo_882/gama_testo_882.jsp
- [12] Guía de tolerancias de cable de termopar: es.omega.com/prodinfo/cable-termopar.html
- [13] Guardian InGlass: Datos extraídos del programa “Guardian Configurator – Glass Performance Calculator”
- [14] Norma Técnica UNE-EN 673_2011: Vidrio en la construcción. Determinación del coeficiente de transmisión térmica (valor U): Método de cálculo.
- [15] Norma Técnica UNE-EN 410_2011: Vidrio en la construcción. Determinación de las características luminosas y solares de los acristalamientos.
- [16] Tabla de conductividad térmica de materiales: hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbasees/tables/thrcn.html
- [17] Norma Técnica UNE-EN ISO 6946_2012: Componentes y elementos para la edificación. Resistencia térmica y transmitancia térmica: Método de cálculo.
- [18] Tyco Electronics – Aluminium Housed Power Resistors: <http://www.te.com/prodimages/pdf/THS-1006.pdf>
- [19] Norma Técnica UNE-EN ISO 8990_1997: Determinación de las propiedades de transmisión térmica en régimen estacionario: Métodos de la caja caliente guardada y calibrada.

[20] Norma Técnica ASTM C-1363-11_2011: Standard test method for thermal performance of building materials and envelope assemblies by means of a hot box apparatus.